

REPÚBLICA DE PANAMÁ
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Dirección del Centro de Despacho
Gerencia de Operaciones



**Centro Nacional
de Despacho**

INFORME DE PLANEAMIENTO OPERATIVO
PRIMER SEMESTRE 2020

Planeamiento de Mediano y Largo Plazo
GOP-72-12-2019

ALCANCE

El presente documento contiene las premisas que inciden en la planificación de la operación de los próximos cinco años del Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como la información más relevante que resulta del estudio a un horizonte de dos años y a cinco años.

Este documento se encuentra conformado por cinco capítulos:

- El capítulo 1 presenta los criterios generales considerados en la planificación de la operación de mediano y largo plazo.
- El capítulo 2 presenta las premisas consideradas para el estudio como lo son la demanda, proyección de precios de combustible, los proyectos de generación y de red de transmisión, entre otros.
- El capítulo 3 comprende los resultados obtenidos para el estudio a dos años.
- El capítulo 4 expone los resultados del estudio a cinco años.
- El capítulo 5 corresponde a las conclusiones y anexos.

INDICE

| | |
|--|------------|
| ALCANCE..... | 1 |
| RESUMEN EJECUTIVO..... | 4 |
| 1. CRITERIOS GENERALES DEL PLANEAMIENTO OPERATIVO | 7 |
| 1.1. CRITERIO DE CONFIABILIDAD | 7 |
| 1.2. CRITERIO DE MÍNIMO COSTO | 9 |
| 1.3. RACIONAMIENTO DE ENERGÍA..... | 9 |
| 2. PREMISAS DEL ESTUDIO..... | 12 |
| 2.1. DEMANDA..... | 13 |
| 2.2. PLANTEL DE GENERACIÓN..... | 14 |
| 2.3. COSTOS DE COMBUSTIBLES..... | 29 |
| 2.4. RED DE TRANSMISIÓN | 30 |
| 2.5. CONDICIONES HIDROMETEOROLÓGICAS | 33 |
| 3. RESULTADOS DEL ESTUDIO A 2 AÑOS | 49 |
| 3.1. GENERACIÓN | 49 |
| 3.2. ENERGÍA ALMACENADA EN LOS EMBALSES | 50 |
| 3.3. COSTO MARGINAL DEL SISTEMA (CMS)..... | 51 |
| 3.4. COSTOS DE OPORTUNIDAD ESTIMADOS PARA LOS EMBALSES..... | 52 |
| 3.5. PROBABILIDAD DE VERTIMIENTO EN LOS EMBALSES..... | 54 |
| 3.6. PROBABILIDAD DE DÉFICIT | 55 |
| 3.7. ÍNDICES VERE Y VEREC | 55 |
| 4. RESULTADOS DEL ESTUDIO A 5 AÑOS | 56 |
| 4.1. GENERACIÓN | 56 |
| 4.2. ENERGÍA ALMACENADA EN LOS EMBALSES | 57 |
| 4.3. COSTO MARGINAL DEL SISTEMA (CMS)..... | 58 |
| 4.4. COSTOS DE OPORTUNIDAD ESTIMADOS PARA LOS EMBALSES..... | 59 |
| 4.5. PROBABILIDAD DE VERTIMIENTO EN LOS EMBALSES..... | 60 |
| 4.6. PROBABILIDAD DE DÉFICIT | 62 |
| 4.7. ÍNDICES VERE Y VEREC | 62 |
| 5. CONCLUSIONES | 63 |
| ANEXO I..... | 66 |
| ANEXO 2..... | 85 |
| ANEXO 3..... | 138 |

INDICE DE GRÁFICOS

| | |
|---|----|
| GRÁFICO 1. DEMANDA NACIONAL Y DEMANDA DE EXPORTACIÓN..... | 14 |
| GRÁFICO 2. COMPOSICIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA NACIONAL..... | 15 |
| GRÁFICO 3. COMPOSICIÓN DE LAS CENTRALES OPERATIVAMENTE DISPONIBLES O EN PRUEBA..... | 16 |
| GRÁFICO 4. CAPACIDAD INSTALADA Y SU DISPONIBILIDAD DEMOSTRADA..... | 17 |
| GRÁFICO 5. ICP DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS..... | 18 |
| GRÁFICO 6. ICP DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS..... | 18 |
| GRÁFICO 7. ICP DE LAS CENTRALES FOTOVOLTAICAS..... | 19 |
| GRÁFICO 8. IH DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS..... | 20 |
| GRÁFICO 9. IH DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS..... | 20 |
| GRÁFICO 10. IH DE LAS CENTRALES FOTOVOLTAICAS..... | 21 |
| GRÁFICO 11. OFERTAS DE ACP Y MINERA PANAMÁ..... | 23 |
| GRÁFICO 12. PROYECCIÓN DE COSTOS DE LAS OFERTAS DE ACP Y MINERA PANAMÁ..... | 23 |
| GRÁFICO 13. OFERTA DE IMPORTACIÓN..... | 24 |
| GRÁFICO 14. ADICIÓN DE NUEVA CAPACIDAD POR TIPO DE CENTRAL..... | 28 |
| GRÁFICO 15. COMPORTAMIENTO PROMEDIO MENSUAL DE LOS PRECIOS DE BUNKER Y DIESEL..... | 29 |
| GRÁFICO 16. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LOS PRECIOS DEL CARBÓN..... | 30 |
| GRÁFICO 17. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LOS PRECIOS DEL GNL..... | 30 |
| GRÁFICO 18. COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN SEMANAL DEL PERIODO 2020-2021..... | 49 |
| GRÁFICO 19. COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN ANUAL POR TIPO DEL PERIODO 2020-2021..... | 50 |
| GRÁFICO 20. ENERGÍA ALMACENADA EN FORTUNA PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 50 |
| GRÁFICO 21. ENERGÍA ALMACENADA EN BAYANO PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 51 |
| GRÁFICO 22. COMPORTAMIENTO DEL CMS PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 51 |
| GRÁFICO 23. DISPERSIÓN DEL CMS DE LAS SERIES PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 52 |
| GRÁFICO 24. COSTOS DE OPORTUNIDAD DE FORTUNA PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 53 |
| GRÁFICO 25. COSTOS DE OPORTUNIDAD DE BAYANO PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 53 |
| GRÁFICO 26. PROBABILIDAD DE VERTIMIENTO EN FORTUNA PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 54 |
| GRÁFICO 27. PROBABILIDAD DE VERTIMIENTO EN BAYANO PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 54 |
| GRÁFICO 28. PROBABILIDAD DE DÉFICIT PARA EL PERIODO 2020-2021..... | 55 |
| GRÁFICO 29. COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN SEMANAL DEL PERIODO 2020-2024..... | 56 |
| GRÁFICO 30. COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN ANUAL POR TIPO DEL PERIODO 2020-2024..... | 57 |
| GRÁFICO 31. ENERGÍA ALMACENADA EN FORTUNA PARA EL PERIODO 2020-2024..... | 57 |
| GRÁFICO 32. ENERGÍA ALMACENADA EN BAYANO PARA EL PERIODO 2020-2024..... | 58 |
| GRÁFICO 33. COMPORTAMIENTO DE LOS COSTOS MARGINALES PARA EL PERIODO 2020-2024..... | 58 |
| GRÁFICO 34. COSTOS DE OPORTUNIDAD DE FORTUNA PARA EL PERIODO 2020-2024..... | 59 |
| GRÁFICO 35. COSTOS DE OPORTUNIDAD DE BAYANO PARA EL PERIODO 2020-2024..... | 60 |
| GRÁFICO 36. PROBABILIDAD DE VERTIMIENTO EN FORTUNA PARA EL PERIODO 2020-2024..... | 61 |
| GRÁFICO 37. PROBABILIDAD DE VERTIMIENTO EN BAYANO PARA EL PERIODO 2020-2024..... | 61 |
| GRÁFICO 38. PROBABILIDAD DE DÉFICIT PARA EL PERIODO 2020-2024..... | 62 |

RESUMEN EJECUTIVO

El presente Informe de Planeamiento Operativo tiene por objetivo analizar la operación prevista del Sistema Interconectado Nacional (SIN) tanto para un periodo de mediano plazo de dos años, como para un periodo de largo plazo de cinco años, a partir del primer semestre de 2020. La importancia de este estudio radica en advertir el comportamiento futuro del abastecimiento de la demanda para ambos horizontes, de acuerdo a las premisas consideradas.

Las premisas de este análisis involucran la condición inicial prevista para los embalses, así como aquellas variables que influyen en cada etapa del periodo de análisis que le son definidas a la herramienta utilizada. La proyección de demanda considerada de los tres primeros años corresponde a la entregada por los Agentes participantes consumidores aplicada para el planeamiento semanal, mientras que para el resto del horizonte es tomada la proyección de demanda del Informe Indicativo de Demandas 2020-2040.

Para la proyección de los costos de combustible se consideró como base la declaración entregada por los Agentes productores térmicos para la planificación del despacho de la semana 48 de 2019. La misma fue proyectada para el año 2020 utilizando los índices de corto plazo del Energy Information Administration (EIA). Para completar la información de los años restantes del horizonte de cinco años se consideraron los índices de comportamiento de largo plazo de la misma entidad. La proyección de precios de combustible utilizada refleja precios de diésel y Bunker C con comportamientos estables a partir del año 2021. En el caso del GNL y el carbón se observa un comportamiento creciente de precios durante los años del horizonte, exceptuando el segundo y tercer trimestre de 2020, en el que se prevé un descenso en el precio de estos combustibles.

La disponibilidad del plantel de generación considera la programación de los trabajos a efectuarse de acuerdo a la actualización del Programa de Mantenimiento Mayores 2020-2021 aplicada en la planificación de la semana 48 de 2019, incluidos los trabajos asociados a la subsanación de las filtraciones en el túnel de la C.H. Changuinola. Para el resto de los años del horizonte de estudio se utiliza los índices de indisponibilidad histórica (IH) de cada central. Adicionalmente, se considera la integración al parque de generación nacional de 1446.33 MW distribuidos entre los años 2020 y 2023 de acuerdo a la información recibida por los promotores de los proyectos que informaron su fecha de entrada en operación prevista dentro del horizonte

de largo plazo de este estudio. De estas adiciones consideradas, 1114.10 MW corresponden a dos termoeléctrica, 197.23 MW a siete centrales fotovoltaicas, 135 MW a tres centrales eólicas.

También son considerados en este estudio los proyectos de transmisión en las fechas informadas por el Agente Transmisor dentro del horizonte de estudio. Dentro de los cambios en la red considerados se encuentran: el aumento de capacidad de la línea de 230 kV Mata de Nance - Veladero, línea Mata de Nance - Boquerón III - Progreso - Frontera 230 kV, línea subterránea Panamá - Cáceres 115 kV, aumento de capacidad de la línea Veladero - San Bartolo - Llano Sánchez - El Coco – Burunga - Panama III - Panamá II 230 kV, S/E Chepo, S/E Panama III, línea Panamá III - Chepo 230 kV, así como el reemplazo de transformadores en varias subestaciones, instalaciones de reactores, capacitores, STATCOM y construcción de nuevas subestaciones, entre otros.

El análisis del planeamiento operativo aquí presentado toma en consideración la aplicación de los Índices de Manejo de Incertidumbre Temporal (IMIT) en base al Informe de Evento Climático N°18 remitido por la Dirección de Hidrometeorología de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. en el cual es considerada la discusión de Diagnóstico del Centro de Predicción Climática de la NOAA con fecha de noviembre de 2019, el cual indica una actividad de ENSO Neutral. En este Informe de Evento Climático se considera afectaciones climatológicas puntuales del país y tiene un alcance hasta enero de 2020, periodo hasta el cual han sido considerado los IMIT, según indica el numeral DMP.2.6.2.2.2 de la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo.

De acuerdo a las premisas consideradas en ambos horizontes, se observa reducción de costos marginales a finales de cada año, periodo en donde también se observan incrementos en la probabilidad de los vertimientos de ambos embalses debido a la alta hidrología que caracteriza la época lluviosa y a los efectos de la restricción de flujo de potencia desde el occidente del país. Adicionalmente, se observa un descenso y suavización del repunte, típico de la temporada seca, en la curva del costo marginal al inicio del año 2022 con la incorporación de 458.1 MW de una central térmica de gas natural. Durante los años 2023 y 2024 se mantiene una estabilización del costo marginal en ambas épocas del año, debido a la incorporación de nueva generación de gran capacidad y con costos más bajos.

El almacenamiento en los embalses no presenta violaciones a su respectiva Curva de Aversión al Riesgo (CAR) para alguno de los embalses tanto en la evaluación de 2 años como

en el análisis de 5 años. Sin embargo, se observa una previsión de reducción del almacenamiento en Bayano durante el primer semestre de 2020 y primer semestre de 2021 con respecto a los demás años del horizonte, debido a la incorporación de 137.23 MW de generación renovable no convencional en el 2020, así como a los efectos de las restricciones de flujo de potencia consideradas. Adicionalmente en el caso de Fortuna se prevé un comportamiento de su curva de almacenamiento mayor entre el segundo semestre de 2020 y el primer semestre de 2021 debido a las restricciones de flujo de potencia desde occidente, la restricción modelada en el corredor Cáceres – Panamá (hasta el inicio de operaciones del tercer circuito entre estas dos subestaciones en octubre de 2021).

No se prevén probabilidades de déficit para el año 2020. En los siguientes cuatro años se observan bajas probabilidades de déficit en el bloque de máxima demanda en la semana 23 de 2021. A pesar de estos déficits, se cumple con los criterios de los índices VERE y VEREC para el horizonte analizado.

1. CRITERIOS GENERALES DEL PLANEAMIENTO OPERATIVO

Los criterios de confiabilidad de potencia y energía tienen como objetivo satisfacer los parámetros regulados en materia de calidad, seguridad, confiabilidad y economía para la administración de los recursos de generación destinados al abastecimiento de la energía eléctrica en Panamá. Los criterios de confiabilidad utilizados toman en cuenta la conformación total del parque de generación de Panamá.

1.1. Criterio de Confiabilidad

1.1.1. Consideraciones de Potencia

El criterio de confiabilidad considera mantener un 14% de la potencia disponible de los Participantes Productores sobre la demanda semanal de potencia estimada para la planificación del despacho. Este margen es considerado como la reserva requerida para cumplir con los requerimientos de seguridad del abastecimiento de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Las variables operativas que se consideran en el análisis de confiabilidad por potencia son la reserva rodante, las contingencias y cambios en la disponibilidad de las unidades de generación e incrementos de la demanda superiores al pronóstico.

1.1.2. Consideraciones de Reserva Fría

La reserva fría es el margen de potencia de generación sobre la demanda pronosticada para un periodo estipulado, que permite cubrir las desviaciones con respecto a lo planificado producto de contingencias que se presentan. La reserva fría debe ser provista por unidades que no se encuentren sincronizadas y que cuenten con la capacidad de sincronizarse en un tiempo máximo de quince (15) minutos una vez dada la instrucción por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Las unidades térmicas de rápido arranque que son contabilizadas para brindar este servicio al sistema son las unidades de la C.T. Estrella de Mar, las unidades de la C.T. Cativá, las unidades de la C.T de Pacora y las unidades G5, G9 y G10 de la C.T. Miraflores.

1.1.3. Consideraciones de Energía

Se toma en cuenta los siguientes criterios:

- Para todas las semanas del periodo de planificación no deben presentarse montos de déficit de energía mayores al 5% de las series hidrológicas sintéticas (escenarios) evaluadas
- No debe presentarse la operación del último escalón de falla en ninguna serie sintética o escenario evaluado por la simulación.

1.1.4. Índices de verificación de los racionamientos de energía

El alcance de estos índices comprende el horizonte del planeamiento operativo realizado (2 o 5 años según sea el caso). Los dos índices evaluados son:

- El Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) se define como el porcentaje promedio de la demanda que se raciona en un periodo determinado (semana). El promedio está referenciado a los escenarios hidrológicos que se simulan. La aparición de valores en este índice puede representar la suspensión de los planes de mantenimientos en aquellas semanas que presenten un promedio mayor al especificado con respecto a la demanda. Para el presente estudio el valor del VERE considerado es 1.5%.
- El Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) representa el porcentaje de las series sintéticas más secas utilizadas en el estudio, en las cuales ocurre un racionamiento de energía. El valor de VEREC considerado en este estudio es de 2%. Se considera un valor de 5% de las series (que representan 3 series de las 50 series sintéticas contempladas en la simulación). En estas series el racionamiento presentado no debe ser mayor al 2% de la demanda.

1.2. Criterio de Mínimo Costo

Para cumplir con el criterio de mínimo costo operativo se utiliza como herramienta el modelo SDDP® (Stochastic Dual Dynamic Programming) para realizar la optimización del uso del agua en los embalses del SIN. Este modelo de planeamiento operativo permite la consideración de diferentes escenarios de hidrologías posibles, tomando en cuenta las consecuencias futuras de las decisiones operativas tomadas (política operativa considerada en el horizonte del estudio).

Una vez obtenida la política operativa son analizadas las series de caudales sintéticos, garantizando la minimización de los costos de operación. Adicionalmente, el despacho resultante tiene por objetivo minimizar tanto las probabilidades de déficit o racionamiento de energía, como las probabilidades de vertimiento en los embalses del sistema.

1.3. Racionamiento de Energía

El racionamiento de energía es el resultado de no tener el recurso suficiente para abastecer la demanda, lo cual es considerado por el SDDP® lo cual incide directamente en la optimización del valor del agua. Este resultado corresponde al costo de oportunidad de reducir los racionamientos de energía o generación de origen térmico para diferentes escenarios de condiciones hidrológicas del sistema.

De acuerdo a lo establecido en las Reglas del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá, al realizar la planificación del despacho el CND debe agregar cuatro unidades de falla, representando cada una un nivel creciente de energía no suministrada.

Este estudio considera el modelado de los escalones de racionamiento de acuerdo a lo estipulado en las Reglas Comerciales vigentes, que en su texto señalan lo siguiente:

“9.3.1.1. El CND debe simular el Costo Variable asociado a los costos de racionamiento y/o costo de riesgo de cortes por falta de reserva, a través de agregar a la oferta en el despacho unidades ficticias, denominadas unidades falla, con un Costo Variable aplicable al despacho relacionado con el costo de la energía no suministrada y el nivel de desabastecimiento o riesgo de desabastecimiento que representa. Cada unidad falla tendrá un costo creciente respecto de la anterior y la última unidad falla tendrá un costo igual al costo de falla establecido por la ASEP.”

9.3.1.2 Al realizar el despacho, el CND debe agregar cuatro unidades falla, cada una representando un nivel de energía no suministrada creciente: un primer nivel por pérdida de calidad ante la falta del nivel de reserva necesario, un segundo nivel de retiro voluntario de demanda, y dos escalones de racionamiento. Posteriormente, de considerarlo conveniente y necesario para modelar adecuadamente el costo del riesgo de racionamiento el CND podrá acordar con los Participantes agregar más unidades falla.

9.3.1.3 El CND debe asignar a cada unidad falla una potencia máxima igual al nivel de desabastecimiento que representa, definido como un porcentaje de la demanda en cada unidad falla creciente respecto de la anterior, con la última unidad falla con un porcentaje igual al 100%. Inicialmente el porcentaje asignado será 5 % para la primera unidad falla, 10 % para la segunda unidad falla, 30 % para la tercera unidad falla y 100 % para la cuarta. Los porcentajes de las unidades falla podrán ser modificados, con la debida justificación y aprobación de los Participantes y la ASEP, por el CND.”

Para este análisis fue considerado el modelado de los cuatro escalones de racionamiento como energía no suministrada. El costo variable asociado a cada¹ escalón de racionamiento fue calculado de acuerdo a la Resolución AN No 4911-Elec del 17 de noviembre de 2011:

Si el CENS > CVTmax; entonces CENS = 2,890 B./MWh²

| ESCALÓN | COSTO VARIABLE DE LA UNIDAD DE FALLA |
|---------|---|
| UF1 | $(\text{CENS}-\text{CVTmax}) \times 0.05 + \text{CVTmax}$ |
| UF2 | $(\text{CENS}-\text{CVTmax}) \times 0.15 + \text{CVTmax}$ |
| UF3 | $(\text{CENS}-\text{CVTmax}) \times 0.45 + \text{CVTmax}$ |
| UF4 | CENS |

Si el CENS ≤ CVTmax; entonces CENS = CVTmax x 1.1

¹ En la Nota DSAN 3208-08 del 23 de octubre de 2008 (ver en anexo) la ASEP señala que se considere al segundo escalón de racionamiento con 0% de disponibilidad en el modelo de despacho.

² Valor fijado mediante Resolución AN No.12831-Elec del 16 de octubre de 2018.

| ESCALÓN | COSTO VARIABLE DE LA UNIDAD DE FALLA |
|---------|---|
| UF1 | $(\text{CENS}-\text{CVTmax}) \times 0.05 + \text{CVTmax}$ |
| UF2 | $(\text{CENS}-\text{CVTmax}) \times 0.15 + \text{CVTmax}$ |
| UF3 | $(\text{CENS}-\text{CVTmax}) \times 0.45 + \text{CVTmax}$ |
| UF4 | $\text{CENS} = \text{CVTmax} \times 1.1$ |

Dónde:

CENS = Costo de la Energía No Suministrada

CVTmax = Costo Variable aplicado al despacho de la unidad térmica más cara disponible en el sistema.

| ESCALÓN | % DEMANDA | CV DE LA U. FALLA (\$/MWh) |
|----------------|-----------|----------------------------|
| UF 1 | 5% | 398.23 |
| UF 2 | 0% | 660.52 |
| UF 3 | 30% | 1447.40 |
| UF 4 | 65% | 2890.00 |
| CENS | | 2890.00 |
| CVT max | | 267.09 |

Tabla 1: Costo de Falla³.

³ Costos de Unidades de Falla calculados según las ecuaciones establecidas en la Resolución AN No.4911-Elec del 17/11/2011.

2. PREMISAS DEL ESTUDIO

Dentro de las premisas utilizadas para realizar las simulaciones necesarias con el modelo SDDP para los estudios a dos y cinco años se encuentran:

- El horizonte del planeamiento operativo consiste en 110 etapas semanales, a partir de la semana 48 de 2019 para el estudio de dos años y 265 etapas semanales para el estudio de cinco años. La base de datos del SDDP utilizada para realizar los estudios corresponde a la semana de planeamiento N° 48 de 2019.
- Los niveles iniciales para la primera semana del estudio (semana 48 de 2019) son 1031.60 msnm en Fortuna, 165 msnm en Changuinola I y 57.91 msnm en Bayano.
- Se considera un (1) año adicional para minimizar los efectos de fin de frontera.
- Utilización de cincuenta (50) series sintéticas en la hidrología.
- Consideración de cincuenta (50) series Backward.
- Utilización de un valor de diez (10) como el número máximo de iteraciones.
- La tasa de descuento utilizada para la actualización de costos de doce por ciento (12%).
- Utilización de la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) de acuerdo a las modificaciones aprobadas mediante la resolución AN No. 11772-Elec del 13-11-2017, para efectos de establecer la energía de reserva en los embalses, que apoyan la confiabilidad del suministro.
- Consideración de la restricción de flujo de potencia desde el occidente del país cuyas últimas modificaciones fueron incluidas para el periodo lluvioso de 2020.
- Consideración de la restricción de flujo de potencia en 115 kV para prevenir la sobrecarga de la línea 115-37 hasta el inicio de operaciones de la nueva línea entre las subestaciones de Panamá y Cáceres.
- Utilización de los Índices de Manejo de Incertidumbre Temporal (IMIT) hasta enero de 2020, de acuerdo al Informe de Evento Climático N°18.
- Consideración del retiro de las unidades MIRG6 y MIRG8 que respaldan las ofertas de excedentes ACP3 y ACP4 en agosto de 2020.
- Consideración de la entrada de la Central Changuinola I a partir de la semana 2 de 2020.

En las siguientes secciones se presentan otras variables consideradas como insumo para el presente estudio de la planificación de la operación de mediano y largo plazo.

2.1. Demanda

La demanda nacional considerada para este estudio corresponde a los pronósticos enviados por los Agentes Consumidores para los años 2020, 2021 y 2022, de acuerdo a lo estipulado en el numeral DMP. 2.1.1 de la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo. La demanda considerada para los años 2023 y 2024 corresponde al pronóstico de demanda del Informe Indicativo de Demandas 2020-2040 aprobado mediante Resolución AN No. 15720-Elec del 09 de octubre de 2019.

La demanda local corresponde a la demanda en los puntos de entrega sumada a la estimación de pérdidas de transmisión y al consumo estimado de los equipos auxiliares de las plantas de generación, representando así la demanda vista desde los nodos de generación. Para el modelo de planificación de la operación de mediano plazo (SDDP®) se desagrega esta demanda en cinco bloques semanales, siendo el bloque de mayor demanda el bloque 1.

Adicional a la demanda local se incorpora en el modelo el pronóstico de demanda de energía de exportación, estimado en base a un análisis estadístico del comportamiento histórico en conjunto con un análisis coordinado regional realizado por el Ente Operador Regional (EOR) a través del Comité Técnico de Planeamiento Operativo (CTPO), representado como un aumento de la demanda (de acuerdo a lo que establece el artículo DMP.2.1.4 de la metodología de detalle). En cumplimiento con lo establecido en el Artículo 30 del Decreto No. 22 de 19 de junio de 1998, este excedente puede ser ubicado en el Mercado Eléctrico Regional (MER) en los escenarios en los cuales no existan racionamientos de energía en nuestro sistema. De acuerdo a este artículo le es permitido al CND la interrupción de esta exportación ante una situación de déficit nacional (racionamiento de energía) con el objetivo de asegurar el abastecimiento de la demanda local.

El Gráfico 1 presenta la demanda total considerada para este estudio desagregada en demanda nacional y demanda de exportación para un horizonte de cinco años. También se incluye en este gráfico la demanda asociada a los periodos del año en el que el Autogenerador Minera Panamá consumirá del SIN debido a los mantenimientos programados de la C. T. Cobre Panamá.

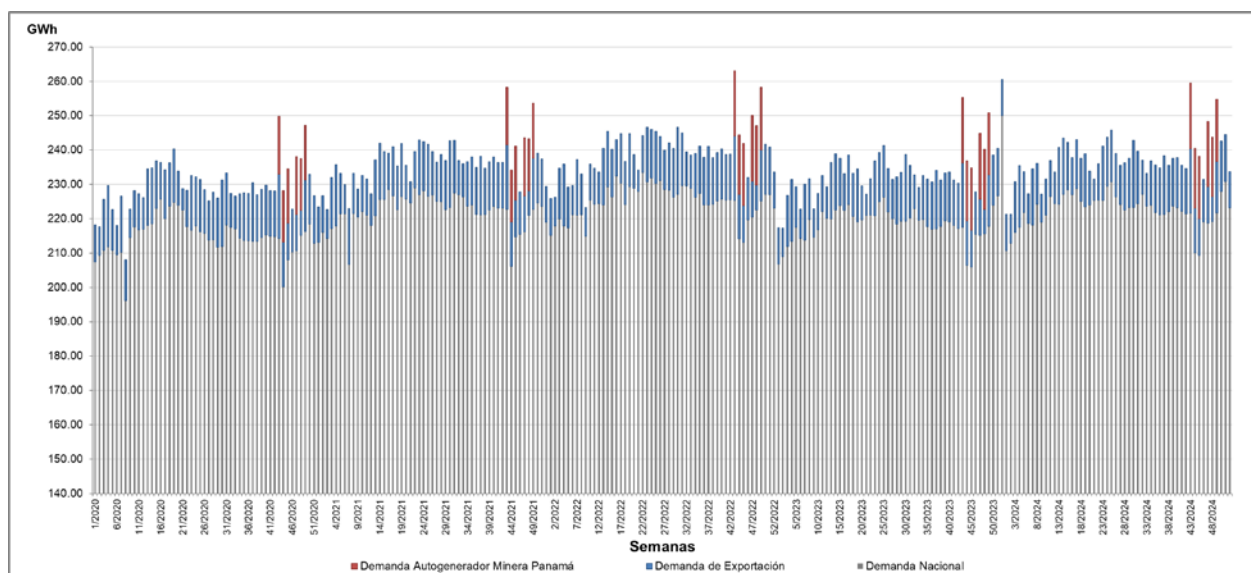


Gráfico 1. Demanda nacional y demanda de exportación.

2.2. Plantel de Generación

Esta sección comprende una descripción del parque de generación nacional existente, así como la capacidad adicional ofertada presente y prevista, la afectación de la disponibilidad del plantel de generación debido a mantenimientos previstos y trabajos no programados, la oferta de importación y las adiciones de capacidad de generación consideradas en el estudio.

2.2.1. Plantel de Generación Nacional Actual

El parque de generación nacional está compuesto en la actualidad por centrales de generación hidroeléctrica, termoeléctrica, fotovoltaica y eólica, sumando una capacidad instalada de 3,157.62 MW sin considerar la generación que hasta el momento tiene disponibilidad operativa (524.05 MW) o se mantiene en calidad de prueba (50.99 MW).

En esta condición de disponibilidad operativa se encuentran las siguientes centrales al momento de la confección de este documento: la unidad 3 de la C. H. El Fraile, las centrales hidroeléctricas Bajo de Totuma, Pando y Los Planetas 2, las centrales fotovoltaicas Solar Caldera, Sol de David, Ikako, Ikako 1, Ikako 2 e Ikako 3 y las Centrales Termoeléctrica Tropitámica, Costa Norte y las unidades 1 y 2 de Cobre Panamá (autogenerador). Adicionalmente, se mantienen en calidad de prueba la central Cerro Patacón fotovoltaicas

Estrella Solar, Solar Milton, Don Félix, Vista Alegre, Sol Real y Solar Bugaba y la central hidroeléctrica San Andrés.

De la capacidad instalada actualmente las centrales hidroeléctricas representan el 45.9%, las termoeléctricas el 29.1%, las fotovoltaicas el 2.4%, las eólicas 7.2% y las centrales con disponibilidad operativa o en calidad de prueba suman el 15.4%. Esta composición de la capacidad instalada es presentada en el Gráfico 2. En el Gráfico 3 es mostrada la desagregación de las centrales con disponibilidad operativa o que se mantienen en calidad de prueba. Dentro de la capacidad instalada que mantiene una condición de pruebas de generación el 4.71% de esta generación corresponde a centrales térmicas, el 19.61% es de centrales hidroeléctricas y el 75.68% corresponde a centrales solares fotovoltaicas. De la capacidad instalada que sólo tiene disponibilidad, el 73.66% corresponde a centrales termoeléctricas, el 9.45% a centrales hidroeléctricas, el 6.87% está relacionada a autogeneración y el 10.02% se vincula a centrales solares fotovoltaicas.

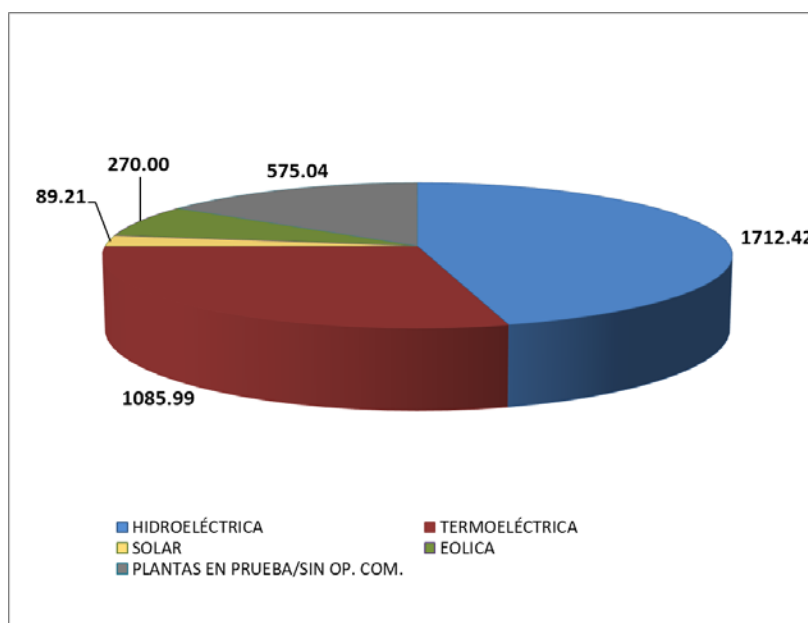


Gráfico 2. Composición de la capacidad instalada nacional.

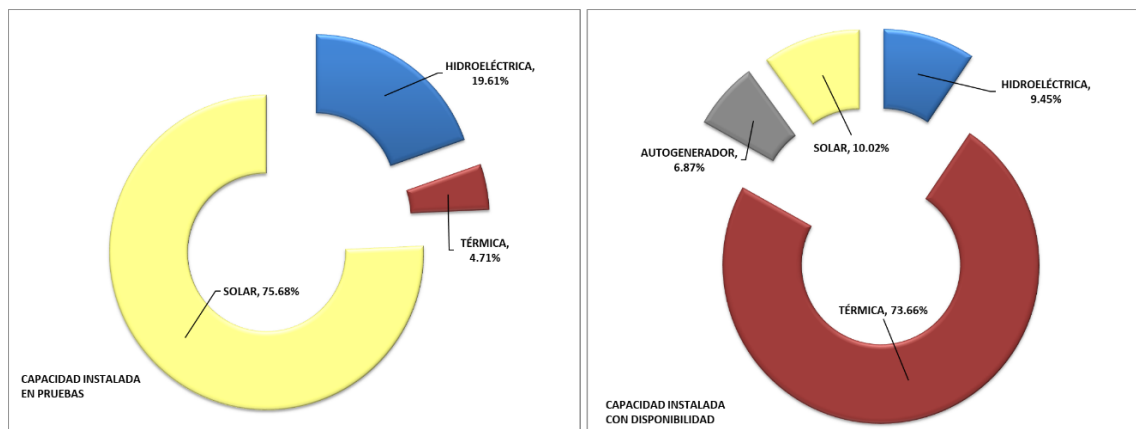


Gráfico 3. Composición de las centrales operativamente disponibles o en prueba.

Como muestra el Gráfico 4, la potencia disponible puede afectarse por diversas variables como el recurso primario, daños, tiempo de las unidades, entre otras, por lo que el sistema puede contar con una capacidad menor a la instalada. En el gráfico se presenta la afectación de la capacidad instalada (sin contabilizar las centrales en prueba o con disponibilidad operativa) producto de los índices de indisponibilidad de corto plazo (ICP) que representan una reducción de la potencia de 6%. Al considerar la potencia firme de las centrales que conforman el parque de generación nacional se presenta una reducción de 13% de la capacidad instalada, mientras que la capacidad máxima demostrada total es una reducción de 41% con respecto a la capacidad instalada.

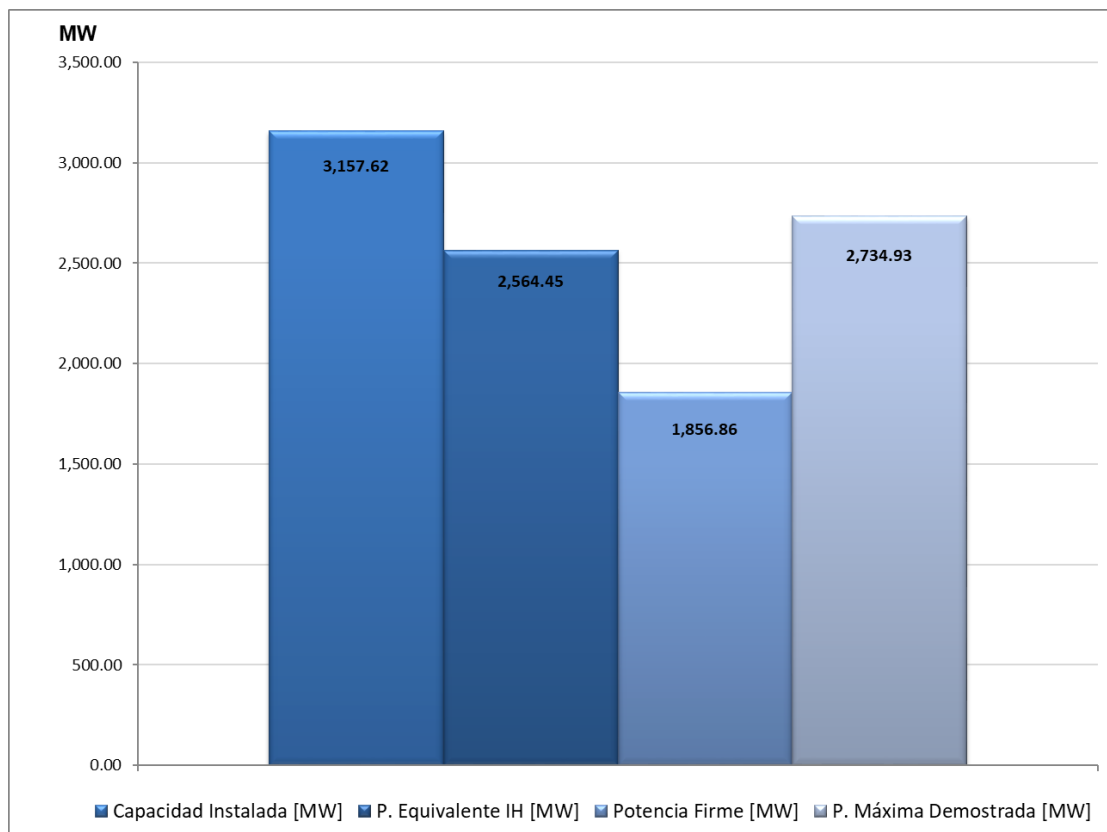


Gráfico 4. Capacidad instalada y su disponibilidad demostrada.

2.2.2. Índices de Indisponibilidad de las Unidades de Generación

Los índices de indisponibilidad representan la afectación de la capacidad de producción de las centrales de generación producto de salidas programadas y no programadas de las unidades.

El índice de Indisponibilidad de Corto Plazo (ICP) representa el efecto de las fallas aleatorias que registra el equipo y que impacta su capacidad de producción de energía eléctrica. Si la planta dispone de un cronograma de mantenimiento, su capacidad máxima en cada etapa se multiplicará por el factor resultante de:

$$P_{\text{disponible}} = P * (1 - \text{ICP}/100)$$

En donde $P_{\text{disponible}}$ es la potencia disponible y P es la potencia de la central considerando los mantenimientos indicados al modelo.

Adicionalmente, la reserva rodante requerida es incluida en el cálculo de la capacidad de una determinada máquina, cumpliendo con el Criterio de Capacidad (MOM. 1.27), que es el 5% de la demanda de punta proyectada (incluyendo la exportación).

En los gráficos 5, 6 y 7 se presentan los ICP promedio de las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y fotovoltaicas, respectivamente, hasta el mes de octubre de 2019, los cuales fueron aplicados para el presente estudio.

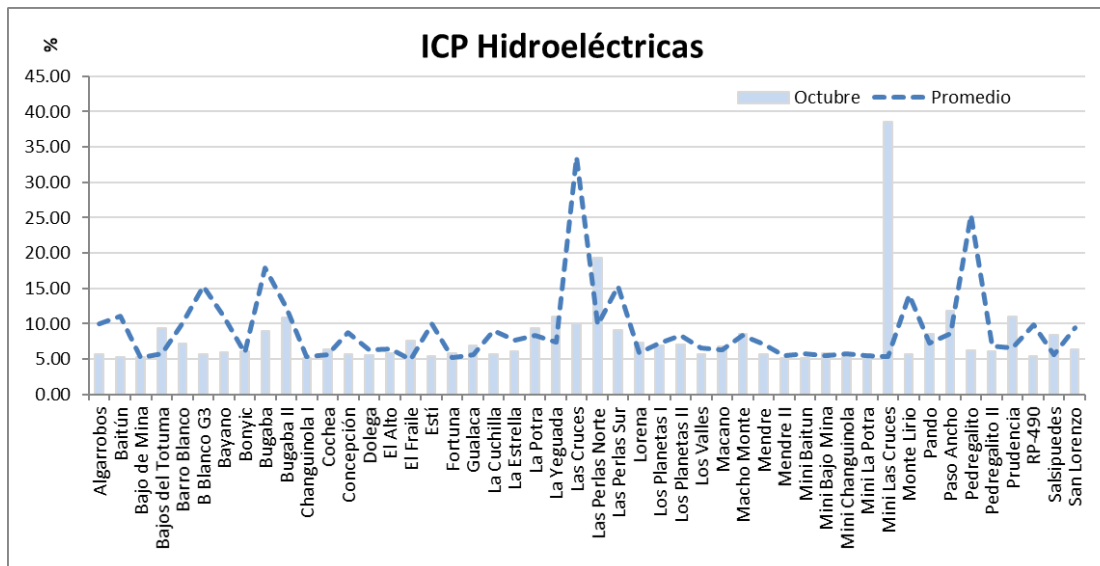


Gráfico 5. ICP de las centrales hidroeléctricas.

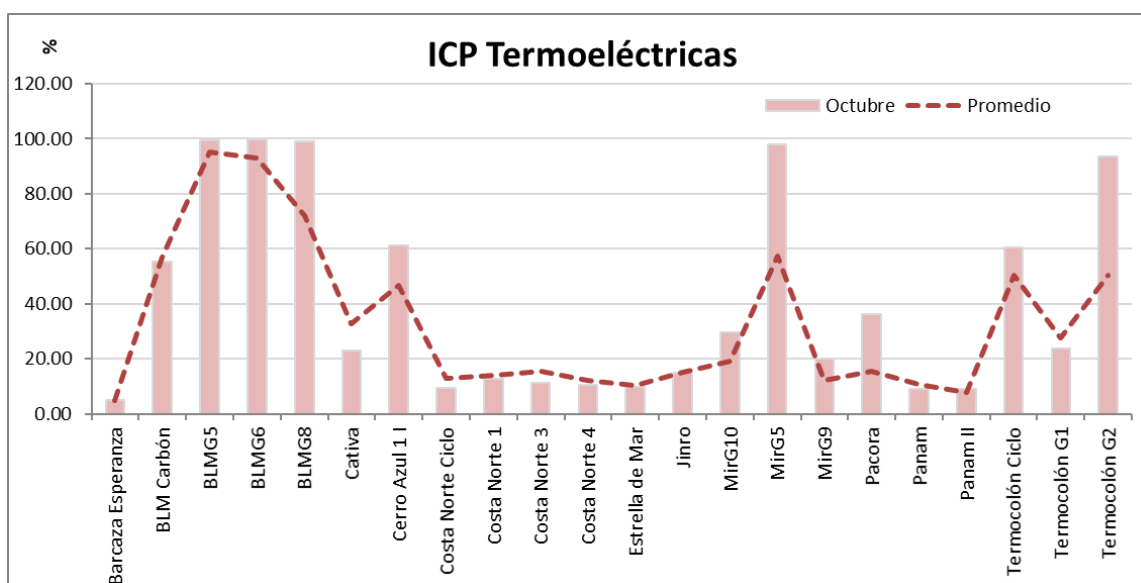


Gráfico 6. ICP de las centrales termoeléctricas.

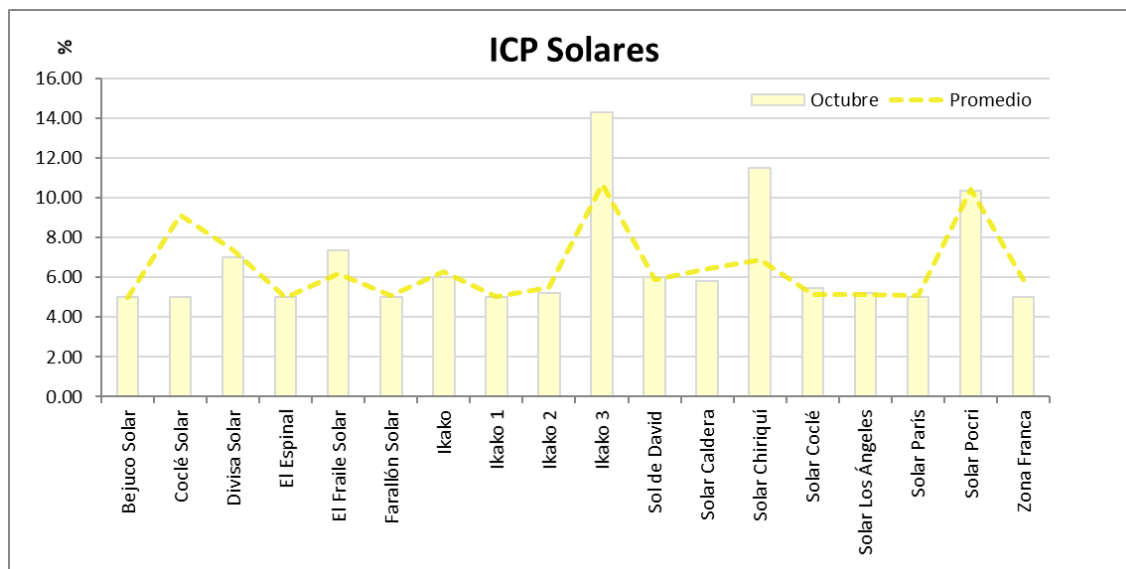


Gráfico 7. ICP de las centrales fotovoltaicas.

El Informe de Planeamiento Operativo comprende un horizonte de hasta cinco años, adicionando un año para minimizar los efectos matemáticos del fin de frontera. Debido a que el CND cuenta con un programa de mantenimientos correspondiente a los dos primeros años del horizonte (2020-2021), el modelo SDDP® utiliza el índice de indisponibilidad histórica (IH) para los años adicionales.

El IH representa la reducción de la capacidad de producción de una planta a causa del efecto conjunto del mantenimiento y las salidas forzadas de las unidades que componen la central. Si la planta no posee un programa de mantenimientos (o algún año sin especificar mantenimientos), su máxima capacidad en cada etapa está dada por:

$$P_{\text{disponible}} = P_{\text{max}} * (1 - IH/100)$$

En donde $P_{\text{disponible}}$ es la potencia disponible y P_{max} es la máxima capacidad de la central.

Adicionalmente, la reserva rodante es incluida en los cálculos cumpliendo con el Criterio de Capacidad (5% de la potencia máxima disponible) que indica el artículo MOM 1.27 del Reglamento de Operación.

En los gráficos 8, 9 y 10 se presentan los IH promedio de las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y fotovoltaicas, respectivamente, para 2019 hasta el mes de octubre. Los

gráficos incluyen los IH de las centrales al mes de octubre los cuales fueron aplicados para el presente estudio.

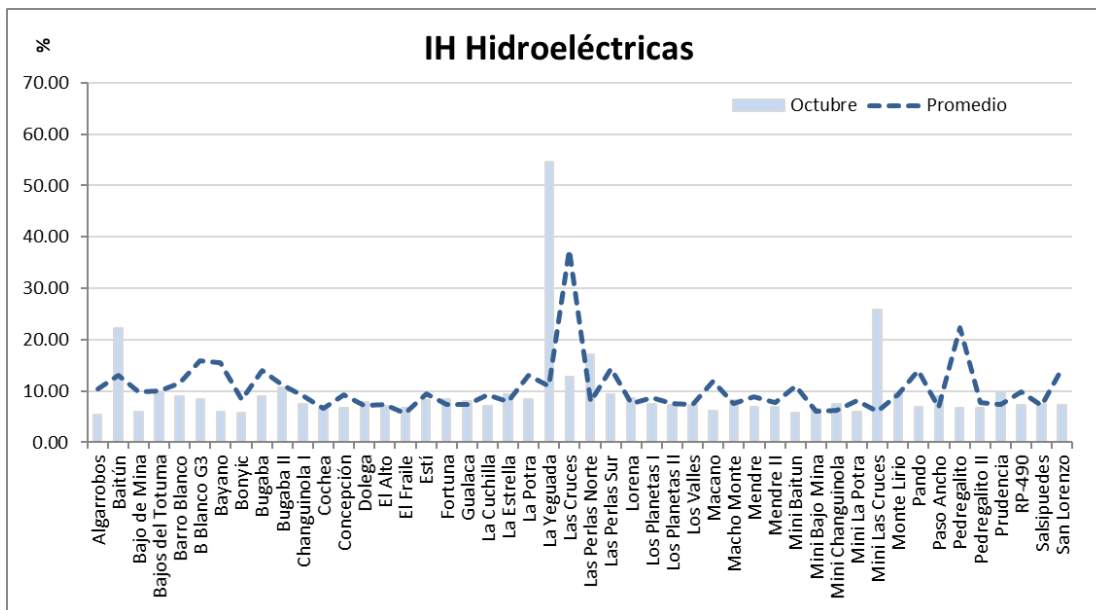


Gráfico 8. IH de las centrales hidroeléctricas.

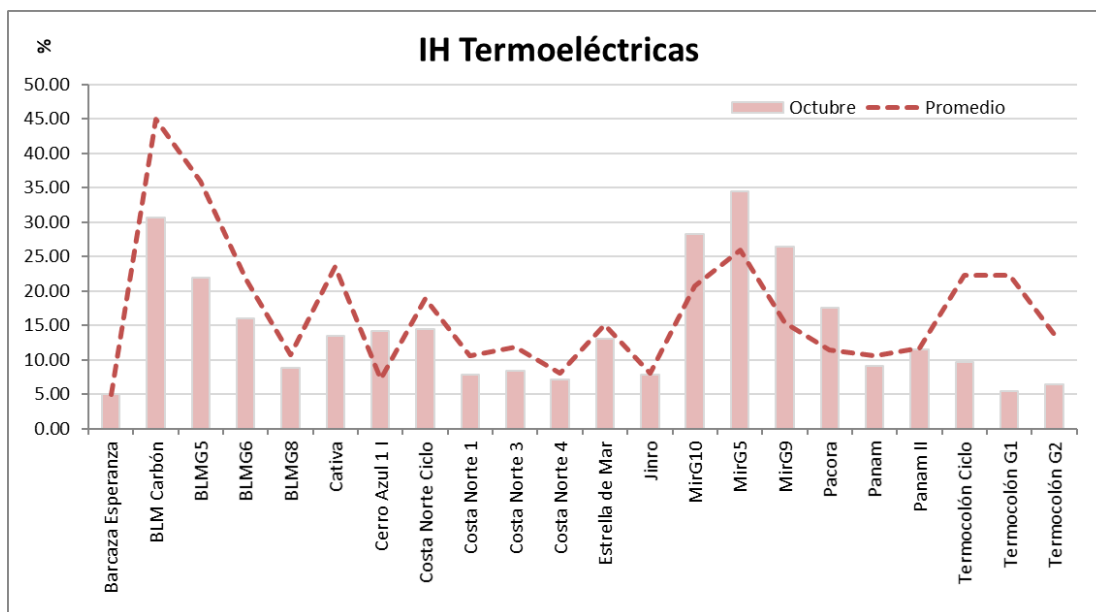


Gráfico 9. IH de las centrales termoeléctricas.

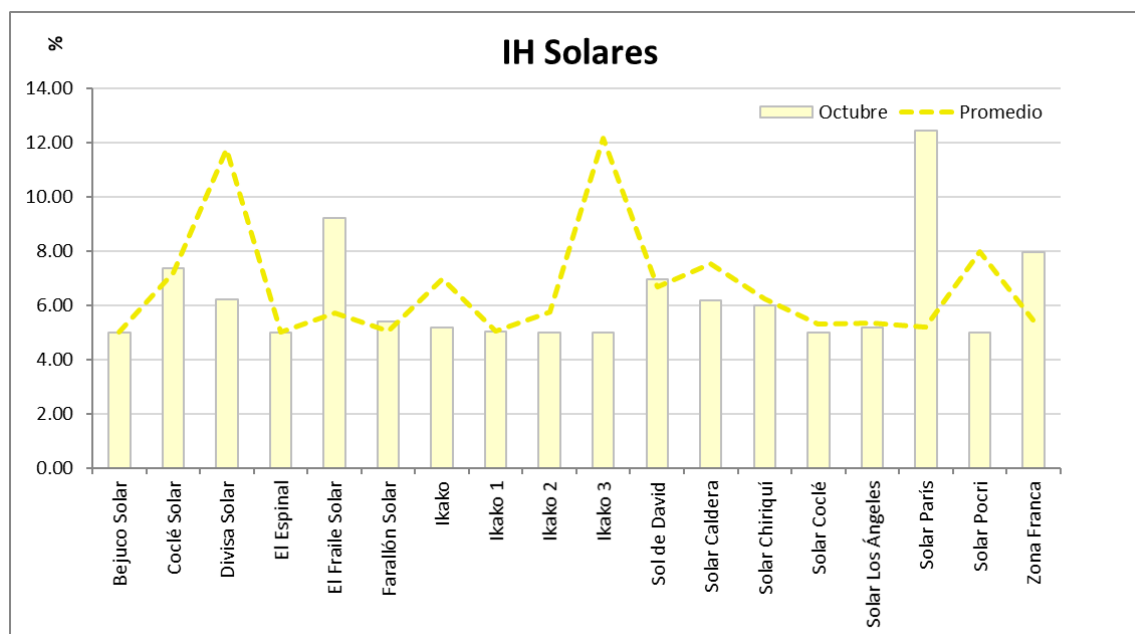


Gráfico 10. IH de las centrales fotovoltaicas.

2.2.3. Capacidad Adicional Ofertada

Este estudio de planificación operativa de largo plazo toma en consideración las ofertas de importación, así como las ofertas que pueden realizar los Autogeneradores y los Cogeneradores. Las ofertas de los autogeneradores Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y Minera Panamá son incluidas en el estudio en base a la información más reciente disponible.

Las ofertas de la ACP están respaldadas por los excedentes de energía no firme compuesta por generación hidroeléctrica (cogeneración) y termoeléctrica, como muestra la Tabla 2. Los costos de las ofertas ACP2, ACP3 y ACP4 toman de base la declaración realizada por el agente para la planificación de la semana 48 de 2019 y es proyectado de acuerdo a los índices de proyección del Bunker C según el EIA que serán tratados en la sección 2.3 de este documento.

A partir de agosto de 2020 se prevé el retiro de las unidades MIRG6 y MIRG8, que respaldan los excedentes asociados a las ofertas ACP3 y ACP4.

| OFERTA | PLANTA | CAPACIDAD |
|----------------------------------|---------------|-----------|
| ACP1 (Excedente de Cogeneración) | Gatún G1 | 3 |
| | Gatún G2 | 3 |
| | Gatún G3 | 3 |
| | Gatún G4 | 5 |
| | Gatún G5 | 5 |
| | Gatún G6 | 5 |
| | Maden G1 | 12 |
| | Maden G2 | 12 |
| | Maden G3 | 12 |
| ACP2 | Miraflores G7 | 18 |
| ACP3 | Miraflores G6 | 17.06 |
| ACP4 | Miraflores G8 | 18 |

Tabla 2: Composición de las ofertas de ACP.

Por otra parte, se prevé, para el SIN, los excedentes asociados a la Central Termoeléctrica Cobre Panamá, lo que representa disponibilidad de los excedentes no firmes del Autogenerador Minera Panamá, que podrá ofertar al Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá. Los costos asociados a esta oferta corresponden al precio de referencia declarado por el Agente para la semana 48 de 2019 proyectado de acuerdo a los índices de proyección de los costos del carbón tratados en la sección 2.3 de este documento.

El Gráfico 11 presenta las ofertas de los Autogeneradores (excedentes firmes y no firmes) incluida en el estudio, mientras que el Gráfico 12 presenta la proyección del costo variable aplicable al despacho de estas ofertas.

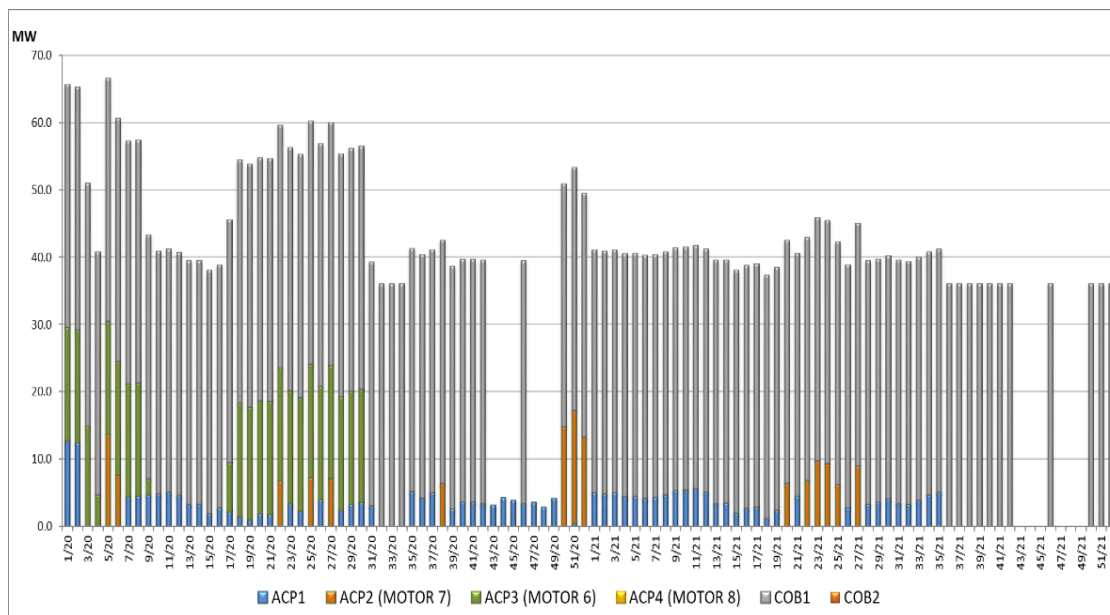


Gráfico 11. Ofertas de ACP y Minera Panamá.

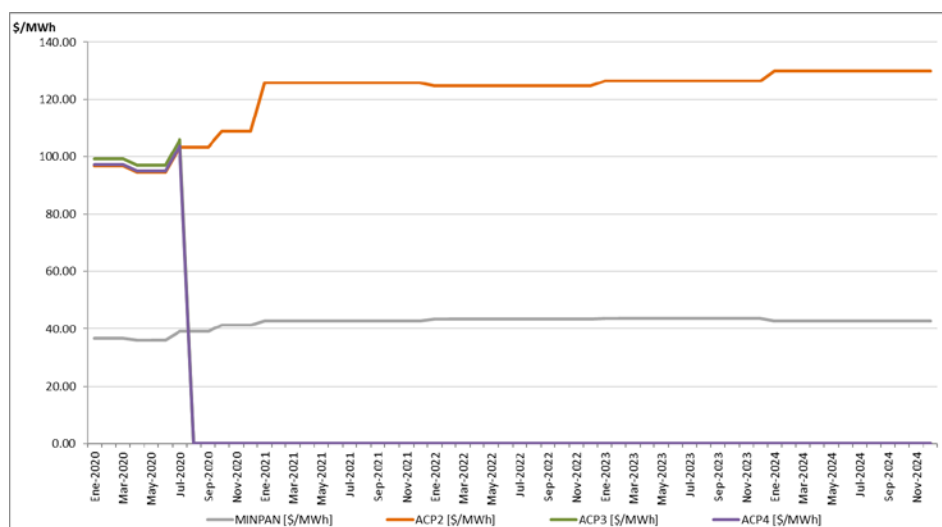
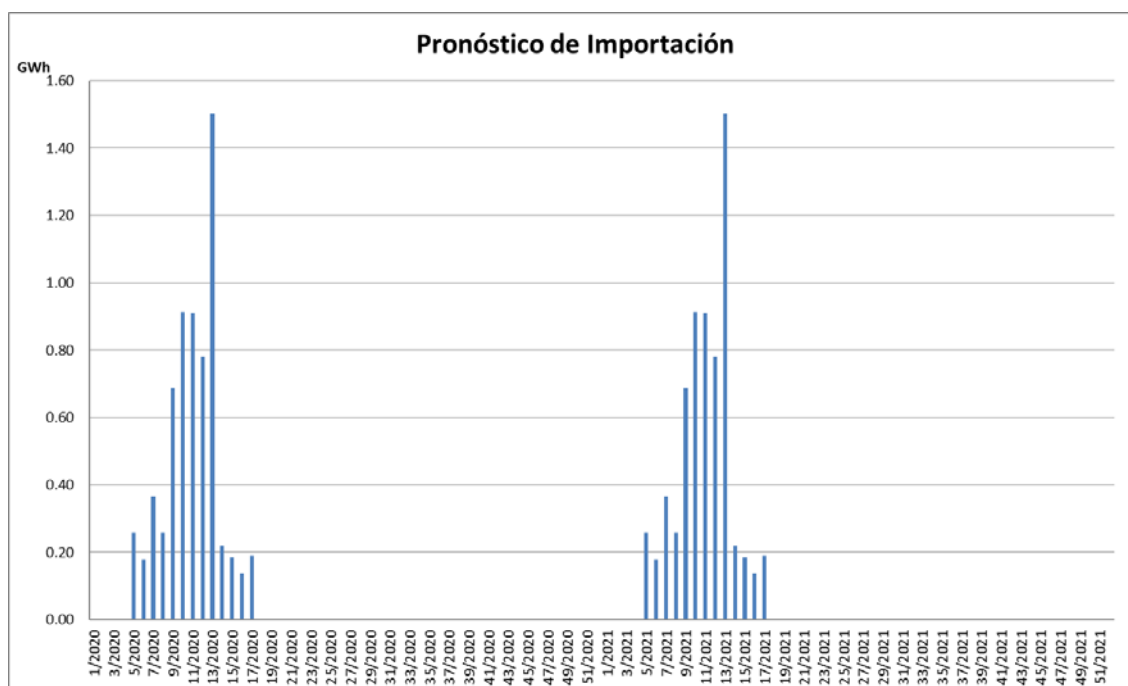


Gráfico 12. Proyección de Costos de las Ofertas de ACP y Minera Panamá.

2.2.4. Oferta de Importación

Actualmente las ofertas de importación consideradas en los análisis de mediano plazo son realizadas simulando un generador en el nodo frontera entre Panamá y Costa Rica. Para el despacho de mediano plazo, el precio estimado de las importaciones considera el Cargo Por

Uso Del Sistema Principal De Transmisión (CUSPT) de conformidad con la información proveniente de ETESA y el costo marginal del sistema del bloque que presente la importación. El Gráfico 13 presenta la oferta de importación utilizada para el estudio.



[illegible]

Tabla 3: Programa de Mantenimientos Mayores 2020.

[illegible]

Tabla 4: Programa de Mantenimientos Mayores 2021.

2.2.6. Adiciones al Parque de Generación Nacional

En el horizonte de mediano plazo de ambos estudios se consideran los proyectos que están en construcción actualmente, que poseen viabilidad de conexión definitiva, que tienen una licencia o concesión vigente y que han informado al CND su fecha de entrada en operación dentro del horizonte de cada estudio, así como un cronograma de los trabajos involucrados en la puesta en servicio de la central.

La Tabla 5 lista los proyectos de generación considerados dentro de las adiciones al parque de generación nacional y sus fechas de inicio de operación previstas. Adicionalmente, en el Gráfico 14 se desagregan estas adiciones de capacidad instalada por tipo de central considerada para todo el horizonte.

Para el estudio de dos años las adiciones de capacidad instalada adicional consideradas son 63.51% termoeléctricas, 27.34% fotovoltaica y 9.15% eólico; mientras que para el estudio de cinco años el porcentaje de participación en capacidad instalada adicional prevista es de: 77.03% termoeléctrica, 13.64% fotovoltaica y 9.33% eólico. Es necesario resaltar el hecho de que la capacidad adicional aquí considerada es menor a la que se ha concesionado y cuya entrada puede preverse dentro de los próximos cinco años debido a la baja respuesta de los propietarios de proyectos de generación a quienes el CND les solicitó información para la realización de este estudio. En adición a esto, se considera que el excedente promedio será de 36 MW semanales según la más reciente actualización de la oferta de excedentes entregada por este autogenerador.

Por otra parte, dentro de las consideraciones del plantel de generación se encuentra el retiro de las unidades 6 y 8 de la C. T. Miraflores que respaldan actualmente las ofertas de excedentes ACP3 y ACP4. Este retiro se refleja en la reducción de las ofertas de excedentes a partir de la semana 31 de 2020.

| Tipo | PROYECTO | CAPACIDAD (MW) | FECHA |
|-------------|-------------------------|----------------|-----------|
| 2020 | | | |
| Solar | Pacora II | 3 | enero |
| Solar | Daconan | 0.24 | enero |
| Solar | Santiago Gen 1 | 6 | abril |
| Solar | Penonomé | 120 | abril |
| Solar | Don Felix Etapa 2 | 7.99 | julio |
| 2021 | | | |
| Solar | Agua Fría | 10 | enero |
| Solar | El Coco | 10 | enero |
| Solar | Las Lajas | 30 | enero |
| Eólico | Toabré | 66 | junio |
| Solar | Pedregalito | 10 | junio |
| Térmica | Martano | 458.1 | diciembre |
| 2023 | | | |
| Eólico | Nuevo Chagres 2 Etapa 2 | 51.75 | enero |
| Térmica | Telfers | 656 | marzo |
| Eólico | Portobelo Etapa 2 | 17.25 | mayo |

Tabla 5: Proyectos de Generación.

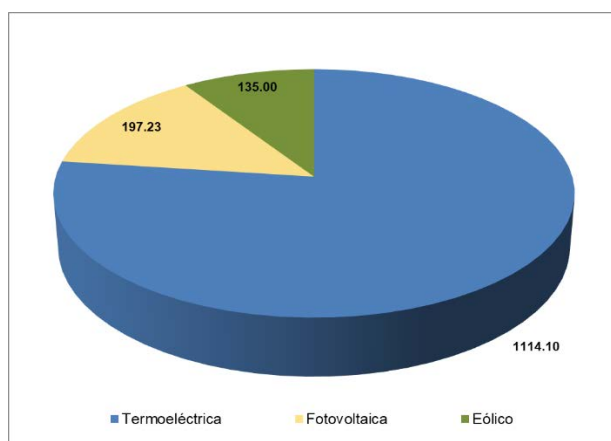


Gráfico 14. Adición de nueva capacidad por tipo de central.

2.3. Costos de Combustibles

El costo de producción de las centrales termoeléctricas es una variable que incide en las decisiones de optimización de los recursos de generación, especialmente en la utilización del recurso hídrico almacenado en los embalses del sistema. Para el presente estudio se utilizan los índices de proyecciones de los costos de combustibles de corto plazo del Energy Information Administration (EIA) para estimar la proyección de precios de combustibles declarados por cada agente generador térmico. Los precios tomados como base para esta proyección corresponden a los declarados para la planificación del despacho semanal 48 de 2019.

Los gráficos 15, 16 y 17 presentan el comportamiento promedio mensual de la proyección de precios de Diesel, Bunker C, carbón y gas natural utilizada en el estudio.

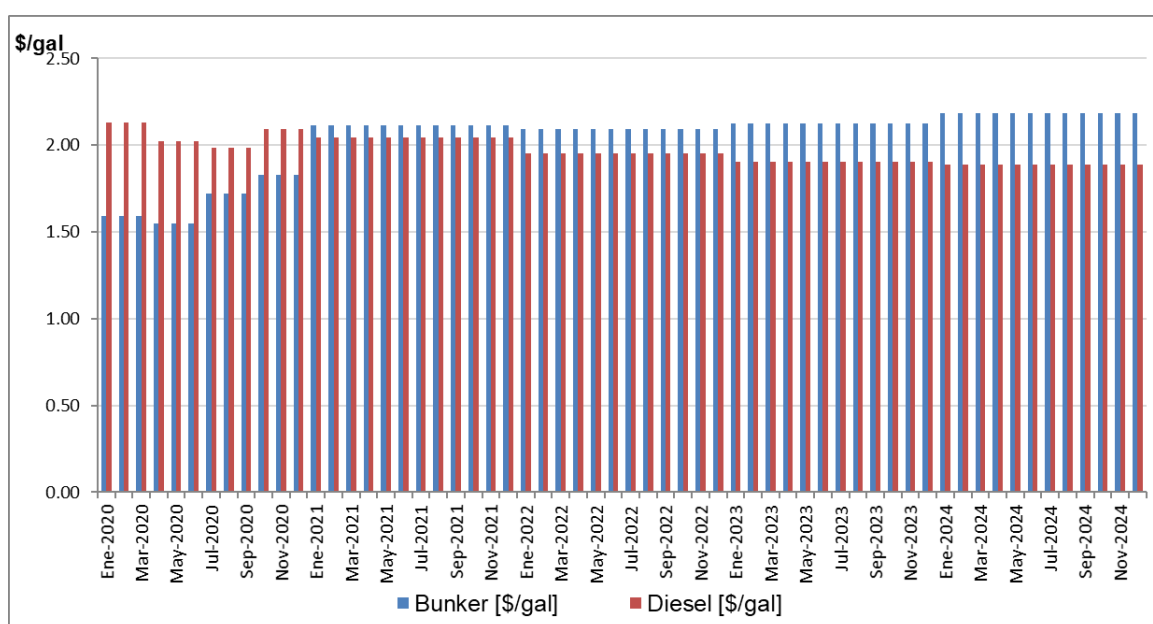


Gráfico 15. Comportamiento promedio mensual de los precios de Bunker y Diesel.

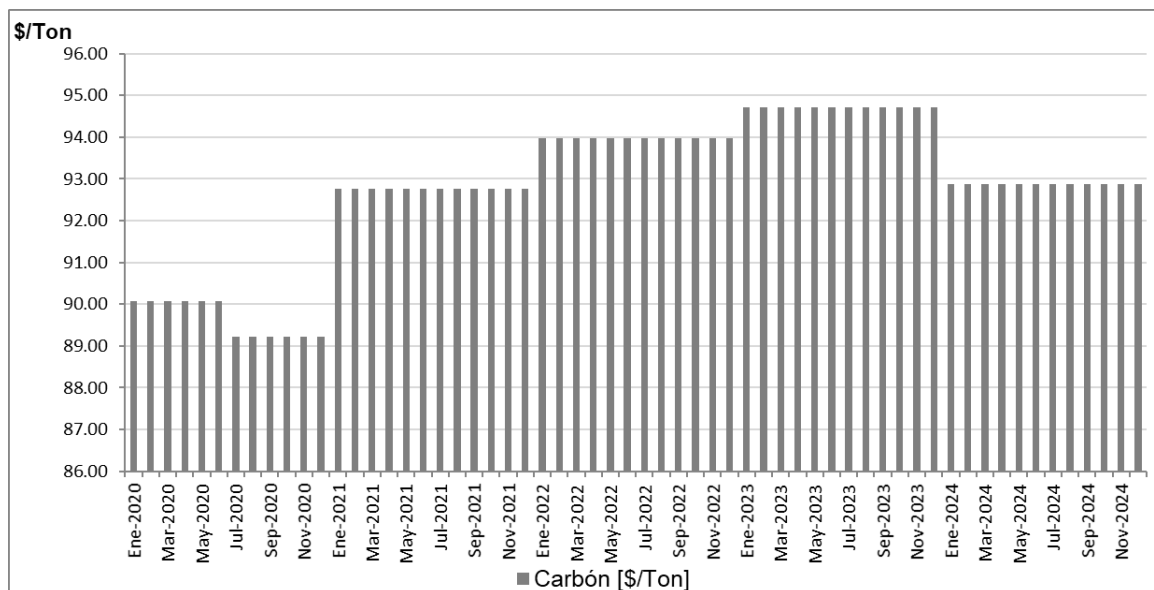


Gráfico 16. Comportamiento mensual de los precios del carbón.

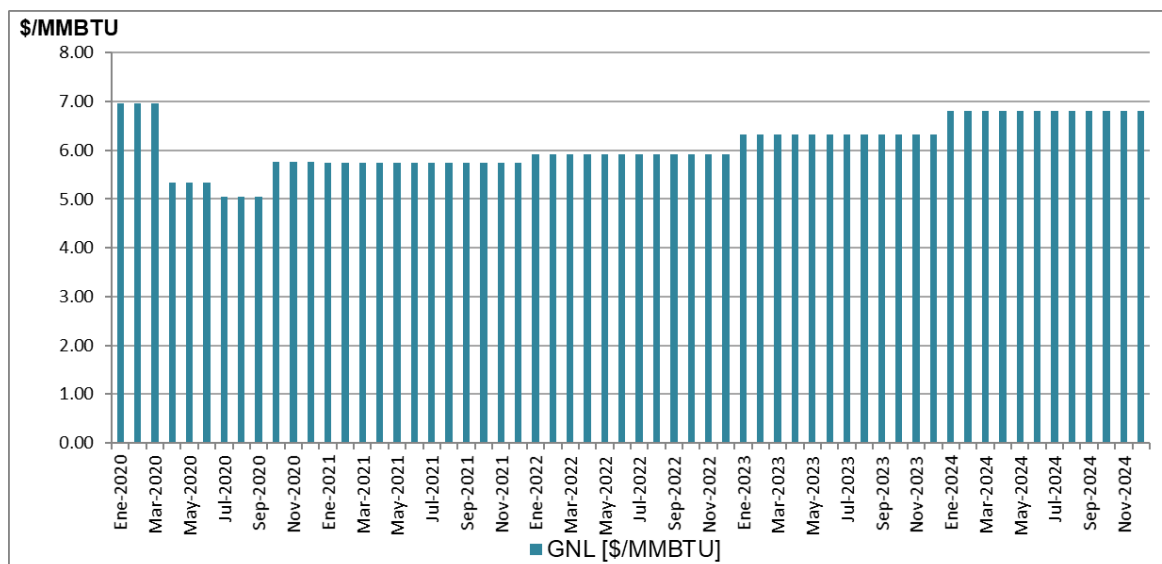


Gráfico 17. Comportamiento mensual de los precios del GNL.

2.4. Red de Transmisión

Para la realización de este estudio, se consideraron las modificaciones a la red informadas por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) cuya operación se prevé inicie dentro del

horizonte analizado. Los proyectos en el sistema de transmisión incluidos se detallan en la Tabla 6.

También se consideran las restricciones de flujo de potencia desde el occidente del país, así como la restricción de flujo de potencia en 115 kV para prevenir la sobrecarga en las líneas del corredor Panamá - Cáceres.

| PROYECTO | FECHA DE ENTRADA |
|---|------------------|
| 2020 | |
| SVC en S/E Panamá II y S/E Llano Sánchez | marzo |
| Reactores en S/E Changuinola (40 MVAR) y S/E Guasquitas (20 MVAR) | marzo |
| Adición de Bancos de capacitores S/E Chorrera (90MVAR) y S/E Panama II (60 MVAR). | abril |
| Aumento de Capacidad de la Línea de 230 kv Mata de Nance - Veladero | mayo |
| Adición de Bancos de capacitores S/E Veladero, S/E San Bartolo y S/E Llano Sánchez. | mayo |
| Reemplazo del T1 de S/E Mata de Nance | junio |
| Reemplazo del T2 de S/E Llano Sánchez | junio |
| Reemplazo del T2 de S/E Panamá | junio |
| Reemplazo del T1 de S/E Progreso | junio |
| 2021 | |
| Reemplazo del T1 de S/E Chorrera | marzo |
| Reemplazo del T3 de S/E Panamá | mayo |
| Subestación Burunga 230 kV | junio |
| Aumento de Capacidad de la Línea Veladero-Panamá II 230 kV | julio |
| Línea Panamá II - Chepo 230 kV y S/E Chepo | agosto |
| Línea Subterránea Panamá - Cáceres 115 kV | octubre |
| Adición de T2 de S/E Changuinola | noviembre |
| Subestación Sabanitas 230 kV | noviembre |
| 2022 | |
| Adición de Bancos de capacitores S/E Chorrera (30MVAR). | enero |
| Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero – Llano Sánchez 230 kV | junio |
| Adición de Bancos de capacitores S/E Llano Sánchez y S/E Santa Rita. | julio |
| Línea Panamá III - Sabanitas 230 kV | agosto |
| Subestación Panamá III 230 kV | noviembre |
| 2023 | |
| Línea Mata de Nance - Boquerón III - Progreso - Frontera 230 kV | febrero |
| Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Llano Sánchez - El Higo 230 kV | abril |
| 2024 | |
| Aumento de Capacidad de la Línea LT1 El Higo - Chorrera - Panamá 230 kV | marzo |
| LINEA LT4 Chiriqui Grande - Panama III 500 kV Operando en 230kV | julio |

Tabla 6: Proyectos de Red.

La topología de la red considerada en el modelo SDDP para el análisis tratado en este documento es mostrada en la Figura 1, representándose así la red eléctrica en los niveles de 230 kV y 115 kV. No se consideran en la red modelada los elementos que componen las redes de 34.5 kV, 13.8 kV y los elementos de compensación reactiva.

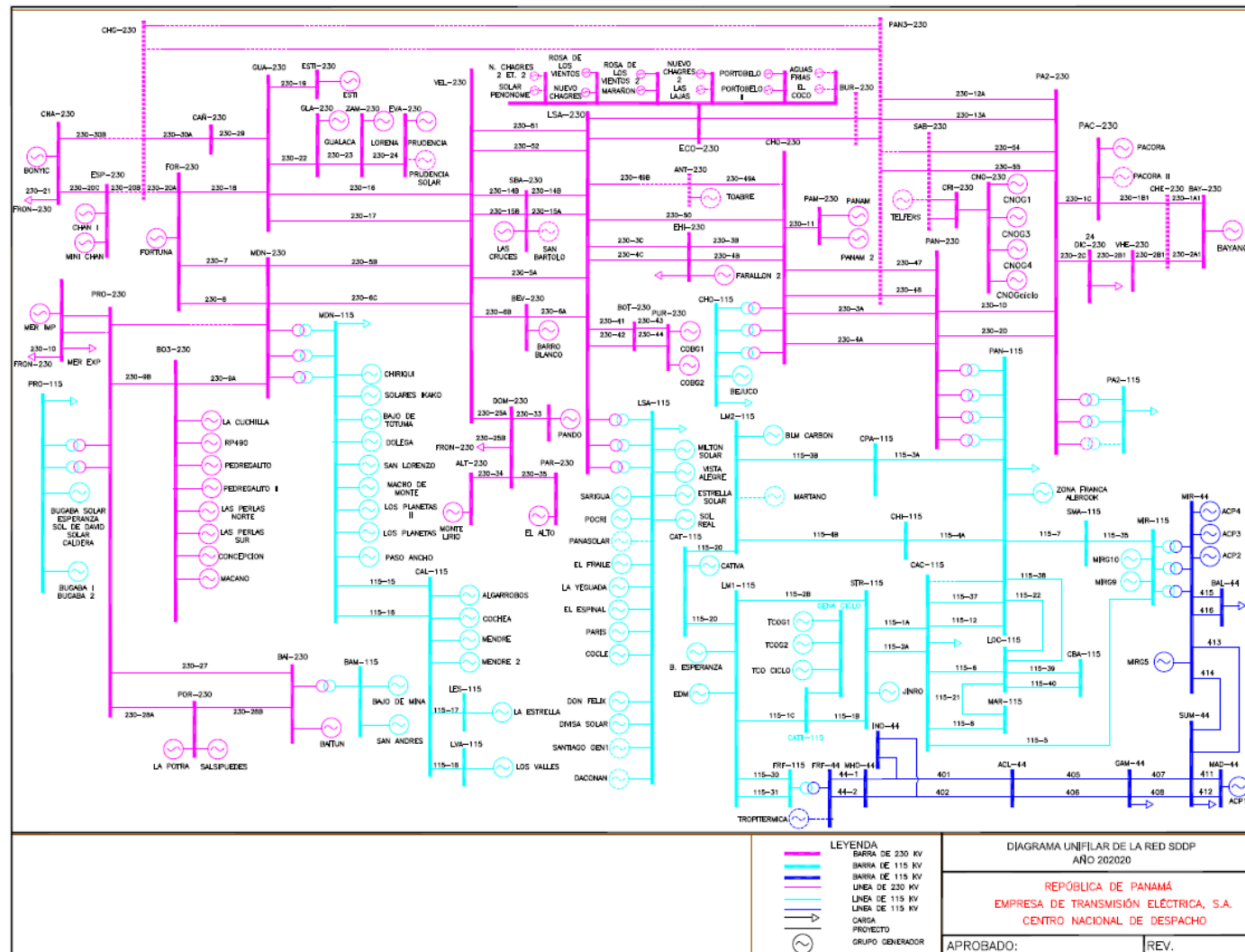


Figura 1. Diagrama de la red modelada en el SDDP.

2.5. Condiciones Hidrometeorológicas

2.5.1. Climatología

2.5.1.1 Pronóstico Climatológico

En general, para realizar el pronóstico extendido a 6 meses se evaluaron las anomalías de la temperatura de la superficie de los océanos Pacífico y Atlántico, el estado de El Niño Oscilación del Sur (ENOS), los modelos dinámicos globales y regionales, la herramienta Climate Predictability Tool (CPT), análisis estadísticos de los registros meteorológicos, técnica de pronóstico con años análogos y el juicio de expertos.

Basado en un análisis estadístico de los registros históricos de la NOAA, que datan desde el año 1950 hasta la fecha, de distintos indicadores para monitorear el estado de las condiciones atmosféricas y oceánicas, se definió que de acuerdo a las condiciones registradas en el periodo comprendido de abril-mayo a septiembre-octubre de 2019, los años posiblemente más similares a los primeros meses del 2020 sean los años 1990 y 2013. Cabe mencionar que los años análogos pueden variar dentro del periodo de validez de este informe, en la medida que vayan transcurriendo los meses y cambien las condiciones actuales.

2.5.1.1.1 Pronóstico de lluvia acumulada mensual para los meses de enero a junio 2020.

Para realizar los pronósticos de enero a junio se utilizó la herramienta CPT, las temperaturas de la superficie del mar global hasta octubre de 2019, las temperaturas de la superficie del mar global en años análogos, los registros históricos de la precipitación acumulada mensual en 88 estaciones meteorológicas de la Red Nacional, la salida de modelos dinámicos con condiciones iniciales del mes de octubre de 2019 y el juicio de experto. Cabe recordar que, a medida que se pronostican más meses, incrementa el rezago de las condiciones iniciales, en consecuencia, la incertidumbre tiende a ser mayor.

La siguiente tabla muestra algunas definiciones de importancia para comprender la simbología usada.

| bajo de lo normal | Normal con tendencia a debajo | Normal | Normal con tendencia a arriba | Arriba de lo normal |
|-------------------|-------------------------------|--------|-------------------------------|---------------------|
| ↓ | ▼ | • | ▲ | ↑ |

Tabla 7. Equivalencia de la simbología utilizada para clasificar los escenarios de lluvia de cada una de las estaciones meteorológicas.

Desde la Figuras 2 hasta la Figura 7 se presenta el mapa de valores y escenarios esperados de lluvia para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2020. En las Tablas 8, 9, 10, 11,12 y 13 se muestran los pronósticos de lluvia para estos mismos meses de 2020

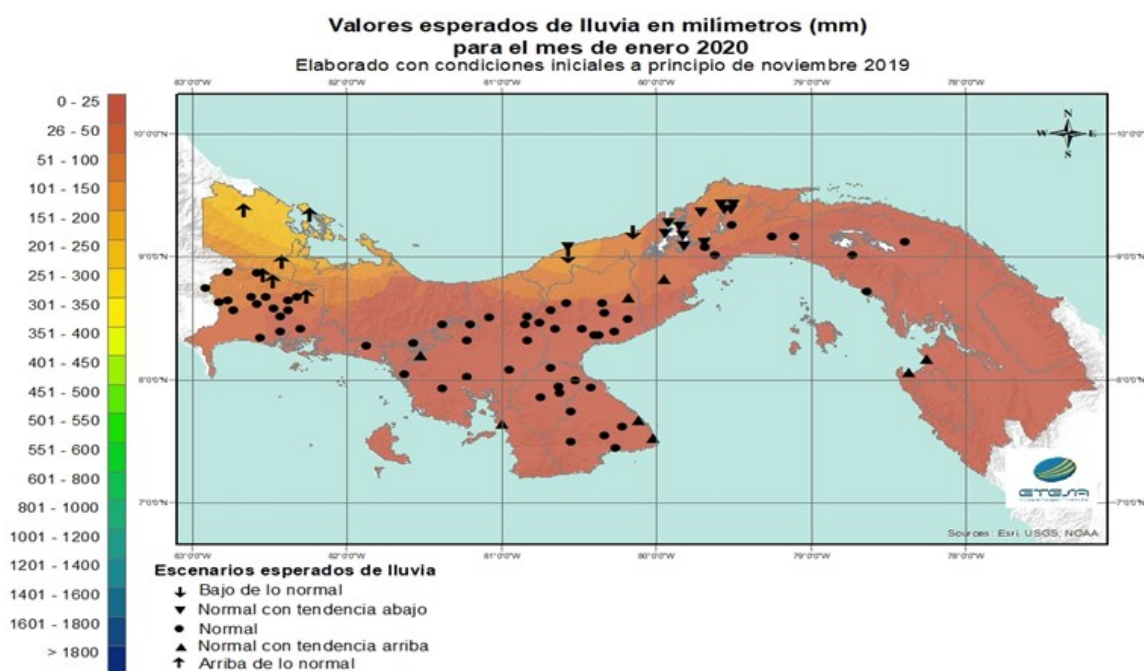


Figura 2. Mapa de valores y escenarios de lluvia esperados para enero de 2020.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 161 | 315 | 325 | Arriba |
| Chiriquí | 22 | 61 | 41 | Normal |
| Coclé | 10 | 24 | 18 | Normal Bajo |
| Colón | 78 | 148 | 93 | Normal |
| Darién | 0 | 16 | 14 | Normal |
| Herrera | 0 | 2 | 0 | Normal |
| Los Santos | 0 | 4 | 1 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 23 | 51 | 28 | Normal |
| Veraguas | 6 | 28 | 15 | Normal |

Tabla 8. Pronóstico de lluvia acumulada mensual el mes de enero 2020, por provincia.

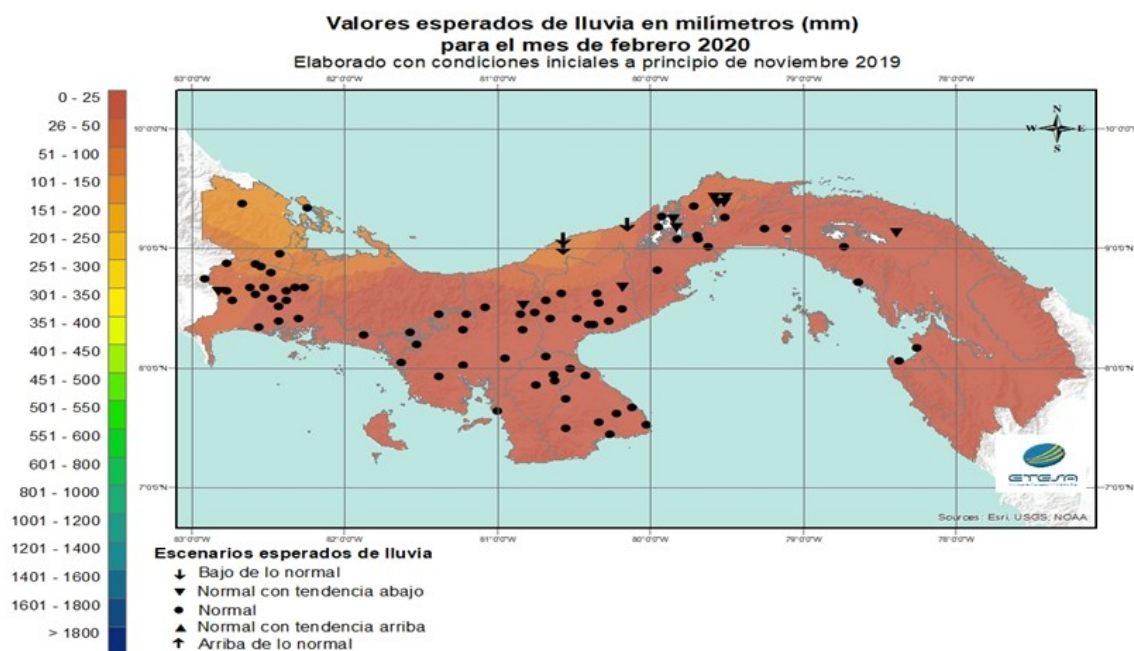


Figura 3. Mapa de valores y escenarios de lluvia esperados para febrero de 2020.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 150 | 223 | 155 | Normal Bajo |
| Chiriquí | 17 | 43 | 24 | Normal |
| Coclé | 4 | 10 | 6 | Normal |
| Colón | 44 | 79 | 45 | Normal Bajo |
| Darién | 0 | 2 | 0 | Normal |
| Herrera | 0 | 0 | 0 | Normal |
| Los Santos | 0 | 0 | 0 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 14 | 30 | 15 | Normal |
| Veraguas | 2 | 12 | 4 | Normal |

Tabla 9. Pronóstico de lluvia acumulada mensual el mes de febrero 2020, por provincia.

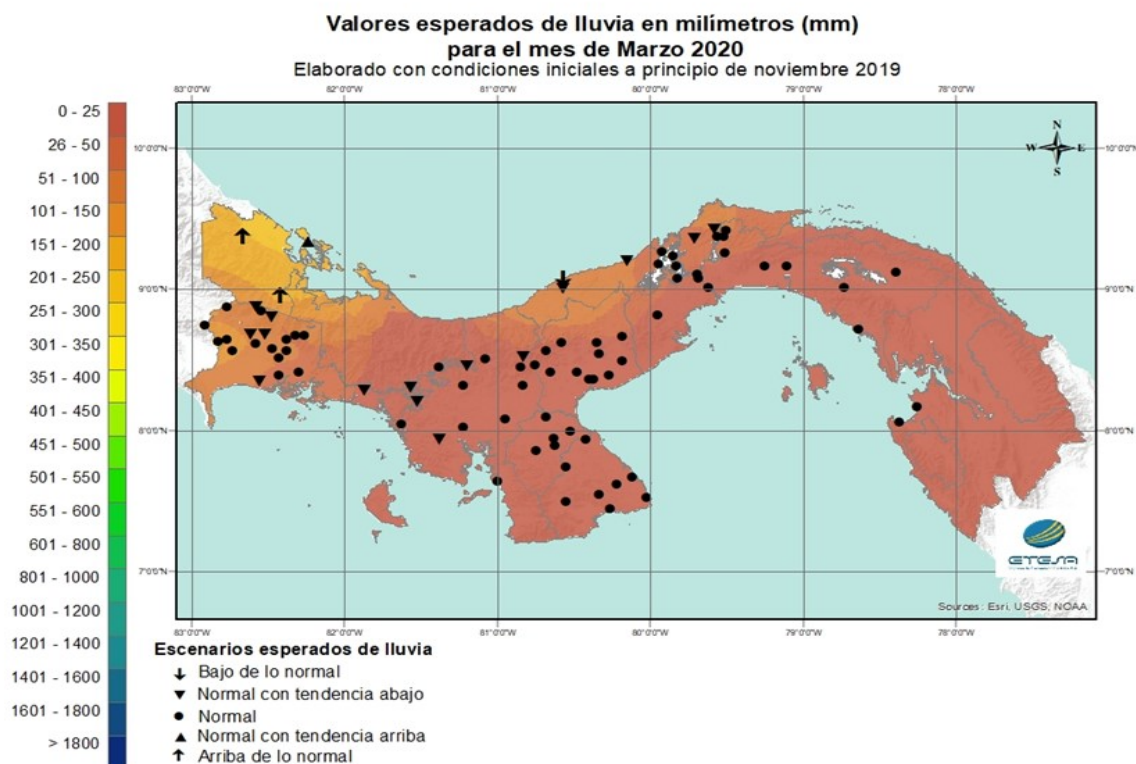


Figura 4. Mapa de valores y escenarios de lluvia esperados para marzo de 2020.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 157 | 247 | 195 | Normal |
| Chiriquí | 48 | 98 | 64 | Normal |
| Coclé | 5 | 16 | 10 | Normal |
| Colón | 49 | 100 | 58 | Normal Bajo |
| Darién | 0 | 7 | 3 | Normal |
| Herrera | 0 | 1 | 0 | Normal |
| Los Santos | 0 | 1 | 0 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 15 | 42 | 24 | Normal |
| Veraguas | 8 | 40 | 14 | Normal |

Tabla 10. Pronóstico de lluvia acumulada mensual para el mes de marzo 2020, por provincia.

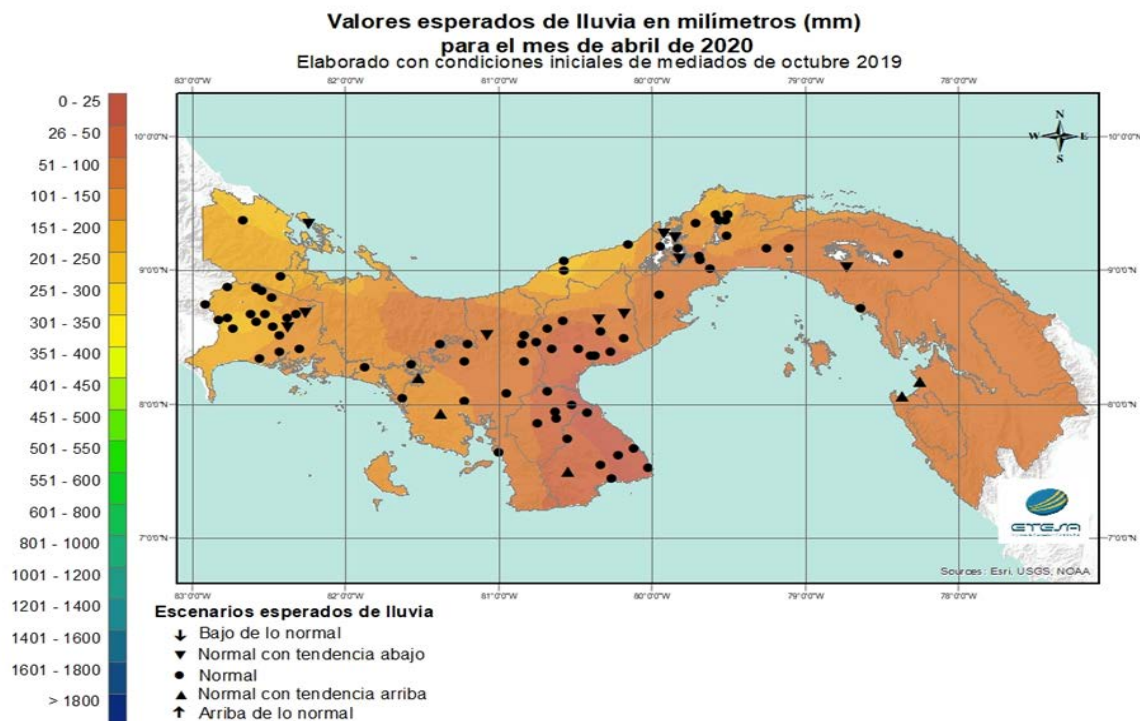


Figura 5. Mapa de valores y escenarios de lluvia esperados para abril de 2020.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 215 | 298 | 245 | Normal |
| Chiriquí | 104 | 186 | 150 | Normal |
| Coclé | 33 | 69 | 48 | Normal |
| Colón | 133 | 220 | 166 | Normal |
| Darién | 34 | 82 | 70 | Normal |
| Herrera | 9 | 35 | 25 | Normal |
| Los Santos | 12 | 34 | 25 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 72 | 150 | 102 | Normal |
| Veraguas | 52 | 115 | 88 | Normal |

Tabla 11. Pronóstico de lluvia acumulada mensual para el mes de abril 2020, por provincia.

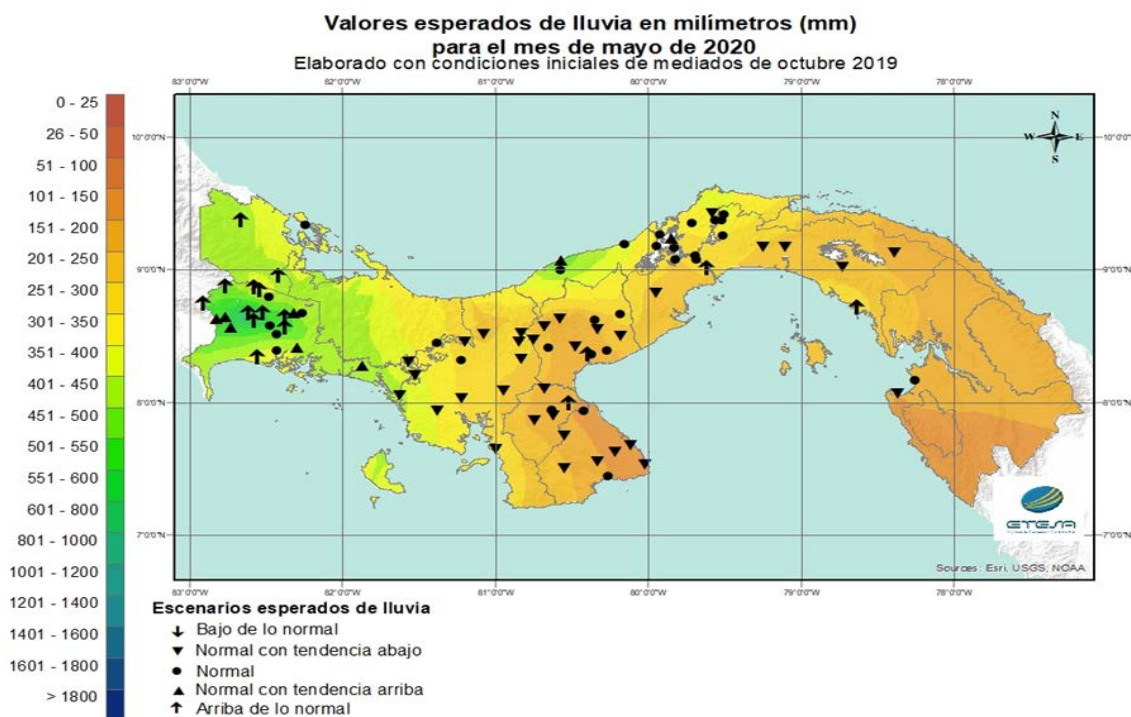


Figura 6. Mapa de valores y escenarios de lluvia esperados para mayo de 2020.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|-----------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | (mm) | |
| Bocas del Toro | 317 | 420 | 423 | Arriba |
| Chiriquí | 360 | 475 | 473 | Normal Arriba |
| Coclé | 176 | 252 | 205 | Normal Bajo |
| Colón | 290 | 390 | 354 | Normal |
| Darién | 141 | 183 | 155 | Normal |
| Herrera | 147 | 212 | 173 | Normal Bajo |
| Los Santos | 138 | 196 | 146 | Normal Bajo |
| Panamá y Panamá Oeste | 229 | 318 | 271 | Normal Bajo |
| Veraguas | 284 | 377 | 296 | Normal Bajo |

Tabla 12. Pronóstico de lluvia acumulada mensual el mes de mayo 2020, por provincia.

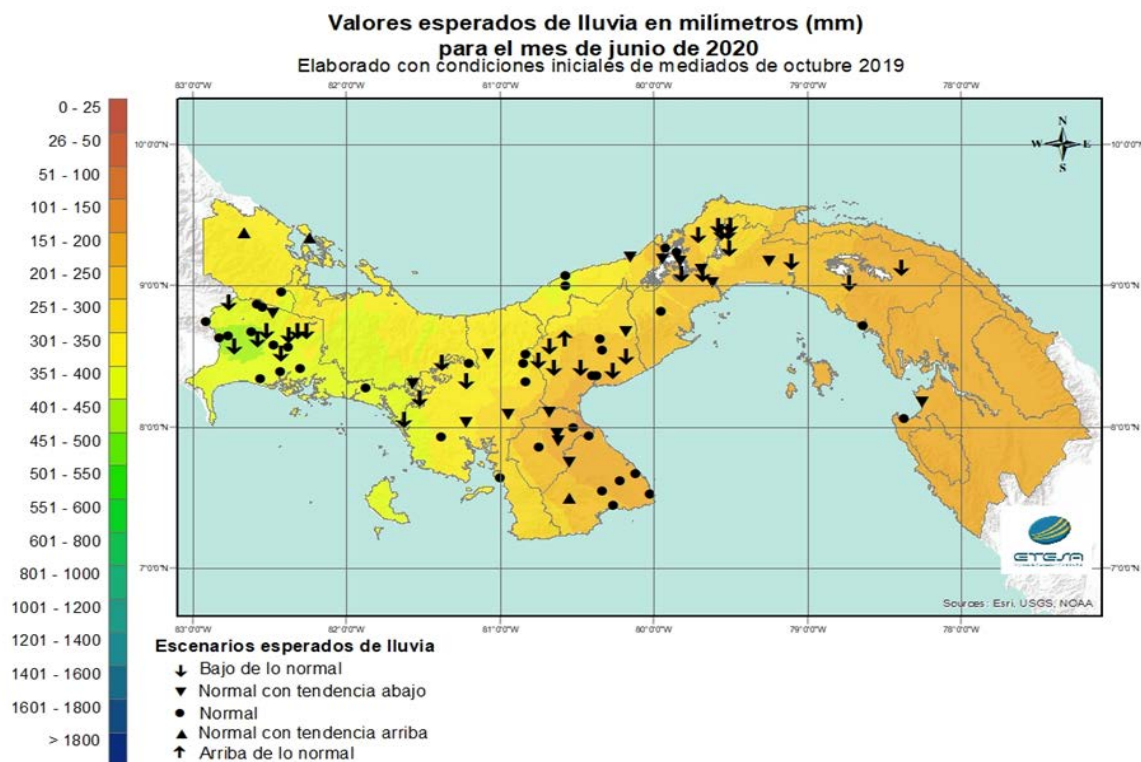


Figura 7. Mapa de valores y escenarios de lluvia esperados para junio de 2020.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|-----------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | (mm) | |
| Bocas del Toro | 281 | 365 | 351 | Normal Arriba |
| Chiriquí | 360 | 479 | 370 | Normal Bajo |
| Coclé | 207 | 302 | 225 | Normal Bajo |
| Colón | 273 | 354 | 296 | Normal Bajo |
| Darién | 149 | 177 | 157 | Normal |
| Herrera | 130 | 211 | 140 | Normal Bajo |
| Los Santos | 173 | 228 | 194 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 235 | 326 | 230 | Bajo |
| Veraguas | 322 | 413 | 342 | Normal Bajo |

Tabla 13. Pronóstico de lluvia acumulada mensual el mes de junio 2020, por provincia.

2.5.1.3 Sistema de Alerta de ENSO

Estado Actual del Sistema de Alerta de ENSO: Inactivo.

La discusión de Diagnóstico del Centro de Predicción Climática de la NOAA, con fecha 14 de noviembre 2019, manifiesta Inactivo y su Sinopsis indica: Se favorece ENSO-neutral durante el invierno 2019 – 2020 del Hemisferio Norte (~70% de probabilidad), continuando hasta la primavera de 2020 (60-65% de probabilidad).

| Estaciones del Hemisferio Norte | | |
|---------------------------------|------------------------------|--|
| Estaciones | Periodo | Fechas |
| Primavera | Marzo-Abril-Mayo | desde 20-21 de marzo al 21 junio |
| Verano | Junio-Julio-Agosto | desde 21-22 de junio al 22 de septiembre |
| Otoño | Septiembre-Octubre-Noviembre | desde 22-23 de septiembre al 21 de diciembre |
| Invierno | Diciembre-Enero-Febrero | desde 21-22 de diciembre al 21 de marzo |

Tabla 13. Estaciones del Hemisferio Norte.

La Figura 8, muestra las anomalías de la temperatura de la superficie del mar en las regiones de monitoreo de El Niño, ubicadas en el océano Pacífico Tropical, actualizada por la NOAA el 14 de noviembre de 2019. El color amarillo oscuro muestra los momentos en que el océano ha estado cálido, es decir con temperaturas superiores al promedio y el color celeste los momentos fríos, o sea, con temperaturas inferiores al promedio.⁴

Durante el mes de octubre se observa aumento de las anomalías de las temperaturas de la superficie del mar (SST) con respecto al mes de septiembre 2019 en las regiones Niño 4, Niño 3.4, en las regiones Niño 3 y Niño 1+2, permanecieron ligeramente bajo del promedio siendo este último más significativo para Panamá esta última, cuyo índice está en -0.6°C .

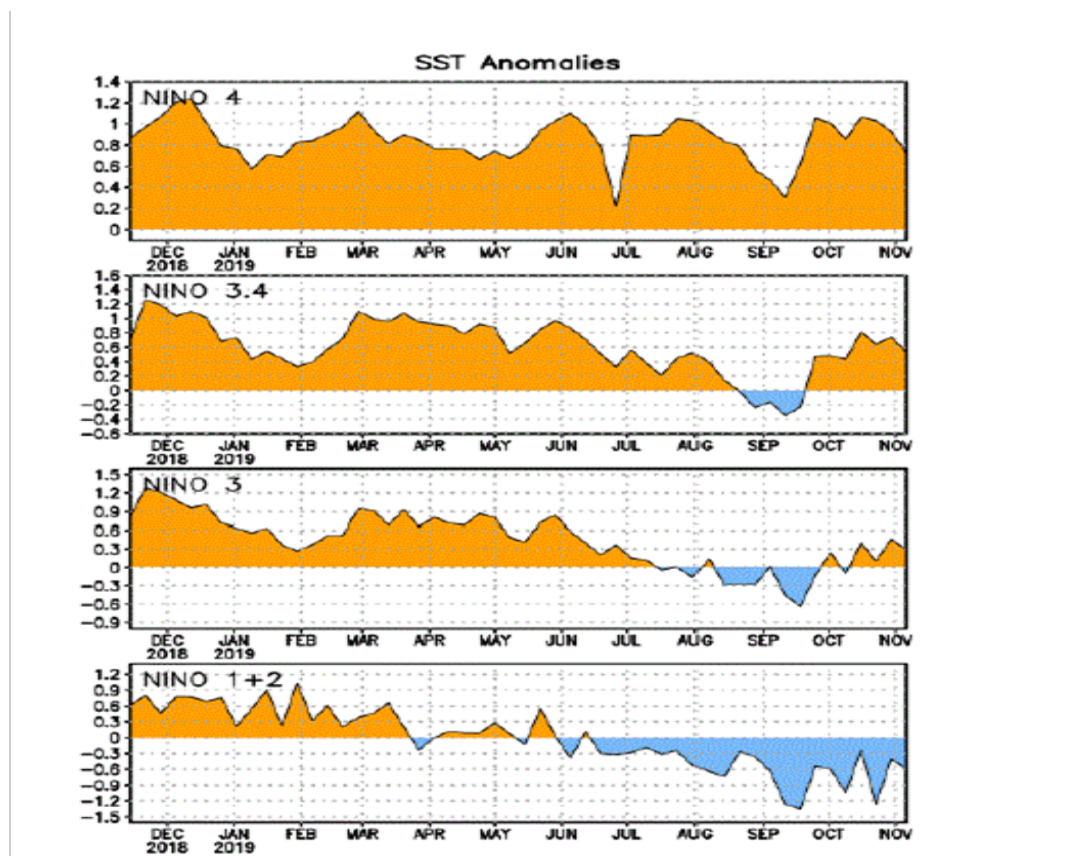


Figura 8. Series de Tiempo de las anomalías (en $^{\circ}\text{C}$) de temperaturas de la superficie del océano (TSM) en un área promediada en las regiones de El Niño [Niño-1+2 (0°N - 10°S , 90°W - 80°W), Niño 3 (5°N - 5°S , 150°W - 90°W), Niño-3.4 (5°N - 5°S , 170°W - 120°W), Niño-4 (150°W - 160°E y 5°N - 5°S)]. Las anomalías de temperatura de la superficie del océano son variaciones de los promedios semanales del período base de 1981-2010.

⁴ http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

PRONÓSTICOS DEL SISTEMA DE ALERTA DE ENSO: Inactivo

Se nos muestra los modelos de pronósticos Dinámicos y Estadísticos:

La mayoría de los modelos en el IRI/CPC continúan favoreciendo condiciones de ENSO-neutral (índice Niño-3.4 entre -0.5°C y $+0.5^{\circ}\text{C}$) hasta la primavera del hemisferio norte, con índices sobre cero desde el verano hasta el otoño del hemisferio norte.

En la Figura 9 se presenta los pronósticos de las anomalías de las temperaturas del océano Pacífico Tropical, realizados con modelos dinámicos y estadísticos para la región El Niño 3.4. La línea roja muestra el comportamiento medio del pronóstico de anomalías de temperaturas para el modelo dinámico y la línea verde, muestra el promedio del pronóstico para el modelo estadístico.

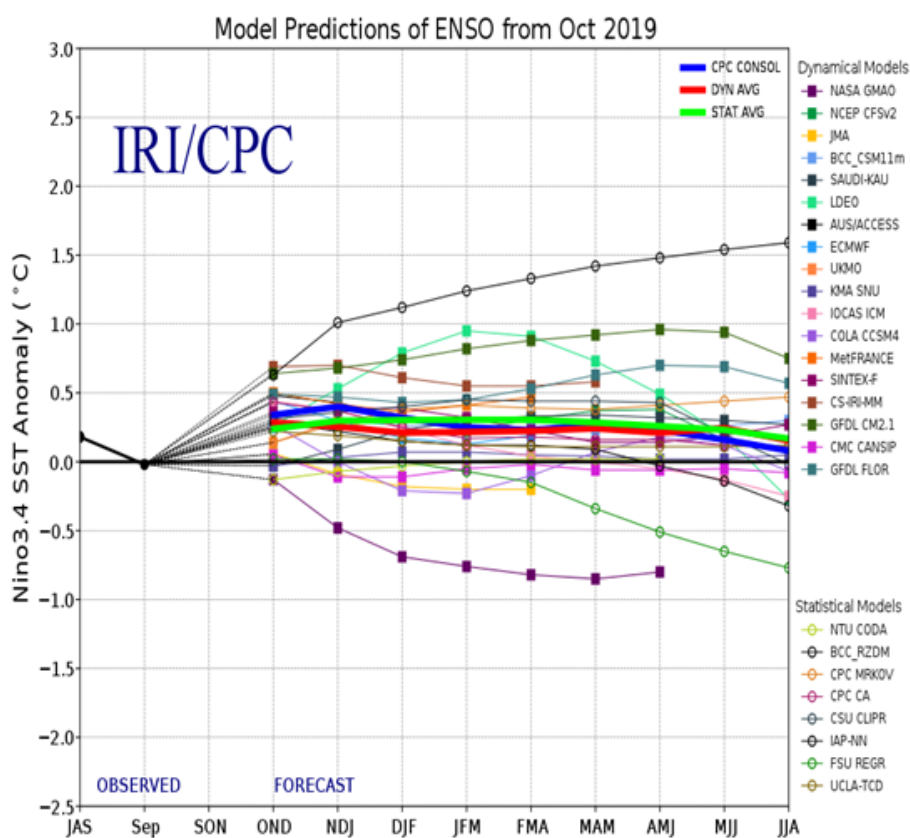


Figura 9. Pronósticos de las anomalías de la temperatura de la superficie del océano (SST) en la región de El Niño 3.4 (5°N - 5°S , 120°W - 170°W). Figura actualizada el 19 de septiembre de 2019.

La Figura 10 presenta las anomalías de las temperaturas de la superficie del Océano Pacífico Ecuatorial, observadas desde Ene/2019-Oct/2019; y los pronósticos hasta julio de 2020, en todas las regiones El Niño, publicadas al 14 de noviembre de 2019.

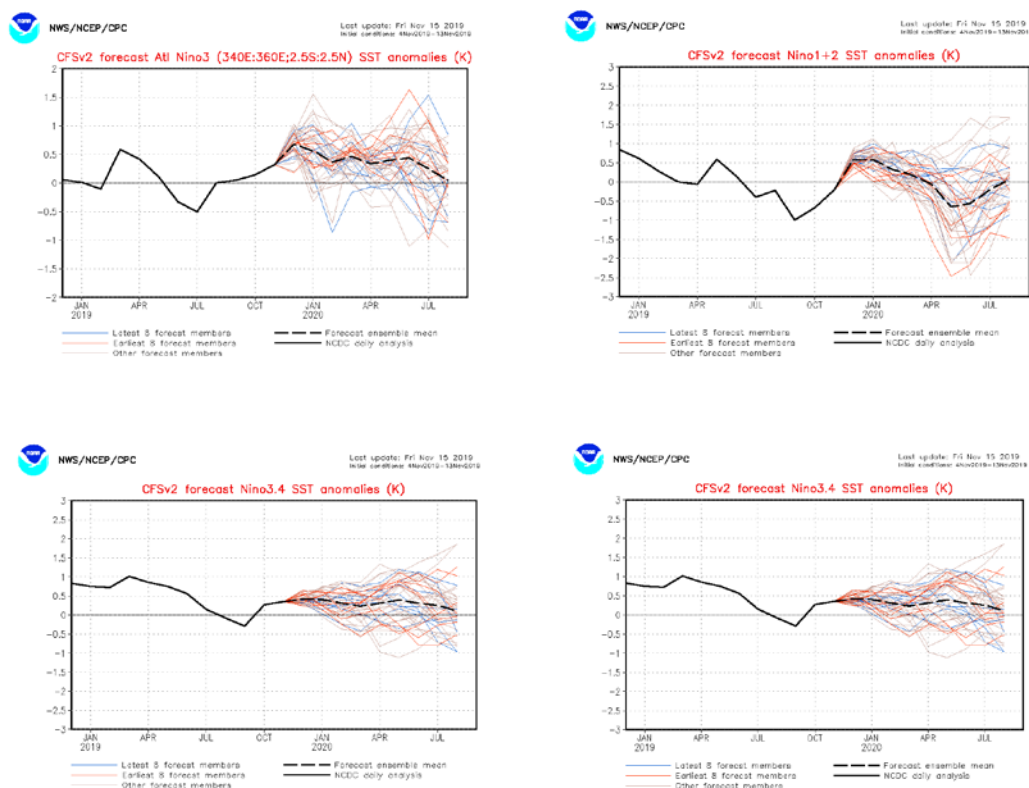


Figura 10. Pronóstico de anomalías de temperaturas de la superficie del mar SST, para las cuatro regiones de monitoreo de ENSO. Actualizadas el 01 de noviembre de 2019.

Es importante señalar que la región El Niño 3.4 es utilizada la por la NOAA como referencia para declarar un evento El Niño o La Niña. La línea punteada muestra el comportamiento medio del pronóstico de anomalías de temperatura.

2.5.2. Hidrología

2.5.2.1. Proyecciones en los caudales de las Centrales Hidroeléctricas

Las proyecciones de caudales para el periodo de enero a junio de 2020, están basadas en los siguientes aspectos:

- Discusión de Diagnóstico del Centro de Predicción Climática del Servicio Nacional del Clima de la NOAA, la cual es publicada en la primera semana de cada mes. El último documento fue actualizado el 10 de octubre de 2019.
- Análisis estadístico de caudales.
- Corrida del modelo CPT, (Herramienta de Predictibilidad Climática) enero a junio 2020.
- Evolución de las anomalías de temperatura en el océano Pacífico Ecuatorial.

2.5.2.2. Resumen de Pronóstico de Caudales

En las siguientes tablas se muestra el resumen de caudales mensuales pronosticados para el periodo enero a junio 2019, además de los caudales promedios mensuales históricos y las diferencias en porcentaje entre los aportes históricos y pronosticados para cada una de las centrales hidroeléctricas.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 91 | | | | | | | |
|---|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Central Hidroeléctrica | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Changuinola I A= 1445 km² | Histórico | 132.27 | 95.63 | 87.66 | 68.94 | 124.06 | 154.48 |
| | Pronosticado | 145.00 | 90.00 | 92.00 | 63.00 | 120.00 | 150.00 |
| | Desviación respecto al histórico | 10% | -6% | 5% | -9% | -3% | -3% |
| Bonyic A= 135.90 km² | Histórico | 17.80 | 13.14 | 12.82 | 12.95 | 20.74 | 19.81 |
| | Pronosticado | 16.50 | 12.80 | 13.50 | 11.50 | 19.50 | 17.00 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -3% | 5% | -11% | -6% | -14% |

Tabla 14. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 91.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 102 | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Bajo Totuma A = 31.76 km² | Histórico | 1.96 | 1.44 | 1.25 | 1.22 | 1.98 |
| | Pronosticado | 1.50 | 1.46 | 1.17 | 1.25 | 2.07 |
| | Desviación respecto al histórico | -24% | 1% | -6% | 2% | 5% |
| Paso Ancho A = 108 km² | Histórico | 7.07 | 5.62 | 4.42 | 4.46 | 5.73 |
| | Pronosticado | 7.00 | 4.91 | 4.45 | 4.36 | 5.71 |
| | Desviación respecto al histórico | -1% | -13% | 1% | -2% | 0% |
| Monte Lirio A = 59.24 km² | Histórico | 0.76 | 0.75 | 1.07 | 1.16 | 3.72 |
| | Pronosticado | 0.75 | 0.57 | 1.02 | 1.19 | 3.89 |
| | Desviación respecto al histórico | -1% | -24% | -5% | 3% | 5% |
| El Alto A = 167 km² | Histórico | 5.34 | 3.70 | 3.43 | 3.73 | 10.49 |
| | Pronosticado | 6.10 | 3.37 | 3.33 | 3.95 | 10.87 |
| | Desviación respecto al histórico | 14% | -9% | -3% | 6% | 4% |
| Bajo de Mina A = 51.10 km² | Histórico | 1.54 | 0.98 | 0.99 | 1.11 | 3.60 |
| | Pronosticado | 1.50 | 0.85 | 0.90 | 1.14 | 3.52 |
| | Desviación respecto al histórico | -3% | -13% | -9% | 3% | -2% |
| Baitún A = 95.80 km² | Histórico | 3.78 | 2.69 | 2.60 | 2.85 | 6.53 |
| | Pronosticado | 4.00 | 2.64 | 2.45 | 2.97 | 6.47 |
| | Desviación respecto al histórico | 6% | -2% | -6% | 4% | -1% |
| Bajo Frío A = 98.00 km² | Histórico | 3.62 | 2.74 | 2.49 | 2.57 | 6.08 |
| | Pronosticado | 3.50 | 2.50 | 2.36 | 2.73 | 6.02 |
| | Desviación respecto al histórico | -3% | -9% | -5% | 6% | -1% |
| Pando A = 57.50 km² | Histórico | 1.42 | 0.76 | 0.63 | 0.82 | 3.27 |
| | Pronosticado | 1.40 | 0.68 | 0.60 | 0.83 | 3.36 |
| | Desviación respecto al histórico | -1% | -11% | -5% | 1% | 3% |
| San Andrés A = 47.10 km² | Histórico | 2.41 | 2.74 | 2.49 | 2.57 | 6.08 |
| | Pronosticado | 2.00 | 1.65 | 1.53 | 1.73 | 3.94 |
| | Desviación respecto al histórico | -17% | -40% | -39% | -33% | -35% |
| Candela A = 14.00 km² | Histórico | 0.54 | 0.39 | 0.35 | 0.38 | 0.86 |
| | Pronosticado | 0.50 | 0.36 | 0.34 | 0.39 | 0.88 |
| | Desviación respecto al histórico | -8% | -8% | -3% | 3% | 2% |

Tabla 15. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 102.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 104 | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Bugaba I A = 51.02 km² | Histórico | 3.34 | 2.02 | 1.80 | 2.25 | 4.76 |
| | Pronosticado | 3.00 | 1.85 | 1.65 | 2.00 | 4.10 |
| | Desviación respecto al histórico | -10% | -8% | -8% | -11% | -14% |
| Bugaba II A = 30.04 km² | Histórico | 0.48 | 0.49 | 0.53 | 0.41 | 1.38 |
| | Pronosticado | 0.43 | 0.45 | 0.49 | 0.37 | 1.20 |
| | Desviación respecto al histórico | -10% | -8% | -8% | -10% | -13% |

Tabla 16. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 104.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 106 | | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Macho de Monte A = 43.82 km ² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 1.74 | 1.52 | 1.34 | 1.41 | 2.40 | 3.30 |
| | Pronosticado | 1.80 | 1.50 | 1.30 | 1.35 | 2.45 | 3.45 |
| | Diferencia con respecto al histórico | 3% | -1% | -3% | -4% | 2% | 5% |
| La Cuchilla A = 37.80 km ² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 3.45 | 2.72 | 2.81 | 3.14 | 4.87 | 5.95 |
| | Pronosticado | 3.60 | 2.70 | 2.75 | 3.00 | 5.00 | 6.30 |
| | Diferencia con respecto al histórico | 4% | -1% | -2% | -4% | 3% | 6% |
| Macano A = 53.63 km ² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 3.58 | 2.77 | 2.88 | 2.80 | 4.56 | 6.03 |
| | Pronosticado | 3.39 | 2.56 | 2.58 | 2.60 | 4.45 | 5.60 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -5% | -8% | -10% | -7% | -2% | -7% |
| RP-490 A = 20.21 km ² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 0.57 | 0.88 | 1.17 | 1.63 | 2.26 | 2.97 |
| | Pronosticado | 0.55 | 0.81 | 1.05 | 1.55 | 2.20 | 2.79 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -4% | -8% | -10% | -5% | -3% | -6% |
| Concepción A = 8.37 km ² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 4.16 | 3.02 | 2.27 | 2.75 | 5.20 | 6.22 |
| | Pronosticado | 3.80 | 2.75 | 2.00 | 2.50 | 5.10 | 6.10 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -9% | -9% | -12% | -9% | -2% | -2% |
| Pedregalito I A = 64.44 km ² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 3.01 | 2.22 | 2.09 | 2.46 | 4.71 | 6.25 |
| | Pronosticado | 2.98 | 2.00 | 1.90 | 2.35 | 4.71 | 6.10 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -1% | -10% | -9% | -4% | 0% | -2% |

Tabla 17. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 106.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 108 | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Cochea A= 103.27 km² | Histórico (Periodo 1975-2018) | 4.39 | 3.52 | 3.47 | 3.42 | 6.37 | 9.16 |
| | Pronosticado | 4.10 | 3.20 | 3.15 | 3.25 | 6.80 | 8.55 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -9% | -9% | -5% | 7% | -7% |
| Dolega A= 17.73 km² | Histórico (Periodo 1975-2018) | 0.71 | 0.57 | 0.56 | 0.55 | 1.03 | 1.48 |
| | Pronosticado | 0.66 | 0.52 | 0.51 | 0.53 | 1.10 | 1.38 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -9% | -9% | -4% | 7% | -7% |
| Los Planetas I A=61.20 km² | Histórico (Periodo 1979-2018) | 2.18 | 1.69 | 1.54 | 1.58 | 4.15 | 8.28 |
| | Pronosticado | 2.02 | 1.55 | 1.43 | 1.45 | 3.95 | 7.50 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -8% | -7% | -8% | -5% | -9% |
| Los Planetas II A= 7.03 km² | Histórico (Periodo 1979-2018) | 0.26 | 0.20 | 0.18 | 0.19 | 0.50 | 0.99 |
| | Pronosticado | 0.24 | 0.19 | 0.17 | 0.17 | 0.48 | 0.90 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -5% | -6% | -11% | -4% | -9% |
| Fortuna A= 174.8 km² | Histórico (Periodo 1994-2018) | 35.05 | 30.13 | 25.82 | 22.19 | 27.12 | 27.91 |
| | Pronosticado | 30.00 | 23.00 | 21.50 | 19.00 | 26.00 | 27.91 |
| | Desviación respecto al histórico | -14% | -24% | -17% | -14% | -4% | 0% |
| Algarrobos A=17.26 km² | Histórico (Periodo 1976-2018) | 1.66 | 1.37 | 1.19 | 0.97 | 1.29 | 1.56 |
| | Pronosticado | 1.50 | 1.20 | 1.05 | 0.85 | 1.15 | 1.45 |
| | Desviación respecto al histórico | -9% | -12% | -12% | -12% | -11% | -7% |
| Mendre I A=163.54 km² | Histórico (Periodo 1976-2018) | 8.62 | 5.27 | 10.20 | 18.57 | 27.37 | 9.07 |
| | Pronosticado | 8.00 | 4.80 | 9.33 | 16.50 | 24.50 | 8.40 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -9% | -9% | -11% | -10% | -7% |
| Gualaca A=62 km² | Histórico (Periodo 1976-2018) | 2.58 | 1.72 | 1.69 | 1.49 | 4.92 | 10.32 |
| | Pronosticado | 2.35 | 1.50 | 1.49 | 1.32 | 4.35 | 9.50 |
| | Desviación respecto al histórico | -9% | -13% | -12% | -11% | -12% | -8% |
| SD La Esperanza A=129 km² | Histórico (Periodo 1976-2018) | 4.28 | 2.89 | 2.77 | 3.06 | 9.34 | 18.57 |
| | Pronosticado | 3.97 | 2.63 | 2.52 | 2.54 | 8.50 | 16.50 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -9% | -9% | -17% | -9% | -11% |
| Barrigón A= 32km² | Histórico (Periodo 1976-2018) | 1.30 | 0.88 | 0.86 | 0.75 | 2.20 | 4.24 |
| | Pronosticado | 1.18 | 0.76 | 0.76 | 0.67 | 1.95 | 3.91 |
| | Desviación respecto al histórico | -9% | -14% | -12% | -11% | -11% | -8% |
| Prudencia A= 113 km² | Histórico (Periodo 1976-2018) | 4.36 | 3.47 | 3.43 | 3.35 | 6.23 | 8.98 |
| | Pronosticado | 4.05 | 3.10 | 3.05 | 2.95 | 5.40 | 8.25 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -11% | -11% | -12% | -13% | -8% |
| La Estrella A= 137 km² | Histórico (Periodo 1976-2018) | 10.29 | 8.10 | 7.04 | 6.43 | 8.08 | 10.46 |
| | Pronosticado | 9.55 | 7.05 | 6.20 | 5.80 | 7.02 | 9.60 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -13% | -12% | -10% | -13% | -8% |
| Los Valles A= 58.2 km² | Histórico (Periodo 1976-2018) | 4.21 | 3.28 | 2.63 | 2.40 | 5.61 | 8.50 |
| | Pronosticado | 3.90 | 2.85 | 2.35 | 2.15 | 5.00 | 7.70 |
| | Desviación respecto al histórico | -7% | -13% | -11% | -10% | -11% | -9% |

Tabla 18. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 108.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 110 | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| San Lorenzo A= 511.40 km² | Histórico (Periodo 1958-2018) | 29.26 | 21.14 | 16.47 | 13.32 | 23.12 | 45.91 |
| | Pronosticado | 29.00 | 20.75 | 16.00 | 12.75 | 24.00 | 50.00 |
| | Desviación respecto al histórico | -1% | -2% | -3% | -4% | 4% | 9% |
| | | | | | | | |

Tabla 19. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 110.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 114 | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Barro Blanco A= 664.25 km² | Histórico (Periodo 1958-2018) | 26.00 | 17.79 | 14.25 | 12.00 | 24.84 | 47.17 |
| | Pronosticado | 25.56 | 16.63 | 13.68 | 11.59 | 24.84 | 47.17 |
| | Desviación respecto al histórico | -2% | -7% | -4% | -3% | 0% | 0% |

Tabla 20. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 114.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 118 | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Las Cruces A= 352.57 km² | Histórico (Periodo 1957-2018) | 10.83 | 6.98 | 5.46 | 5.34 | 11.97 | 26.19 |
| | Pronosticado | 10.25 | 6.56 | 5.41 | 5.26 | 11.89 | 26.19 |
| | Desviación respecto al histórico | -5% | -6% | -1% | -1% | -1% | 0% |

Tabla 21. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 118.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 132 | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| La Yeguada A= 19.30 km² | Histórico (Periodo 1968-2018) | 3.71 | 0.43 | 0.37 | 0.37 | 0.71 | 1.46 |
| | Pronosticado | 3.30 | 0.39 | 0.34 | 0.33 | 0.68 | 1.42 |
| | Desviación respecto al histórico | -11% | -9% | -8% | -11% | -4% | -3% |

Tabla 22. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 132.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 134 | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| El Fraile A= 159.72 km² | Histórico (Periodo 1956-2018) | 6.02 | 4.07 | 2.38 | 2.86 | 4.61 | 6.64 |
| | Pronosticado | 5.50 | 3.75 | 2.20 | 2.65 | 4.20 | 5.98 |
| | Desviación respecto al histórico | -9% | -8% | -8% | -7% | -9% | -10% |
| | | | | | | | |

Tabla 23. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 134.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 148 | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Bayano A= 3650 km² | Histórico (Periodo 1977 - 2018) | 86.81 | 51.38 | 53.36 | 94.69 | 167.39 | 185.84 |
| | Pronosticado | 50.00 | 25.00 | 27.00 | 65.00 | 145.00 | 170.00 |
| | Desviación respecto al histórico | -42% | -51% | -49% | -31% | -13% | -9% |
| | | | | | | | |

Tabla 24. Resumen de pronósticos de caudales mensuales de la Cuenca 148.

3. RESULTADOS DEL ESTUDIO A 2 AÑOS

En esta sección del informe se presentan los resultados de las variables operativas más relevantes del estudio de planificación de dos años. Se evalúa el comportamiento previsto de la generación, almacenamiento de energía en los embalses, déficit, probabilidad de vertimiento, así como costos marginales y la revisión de los índices de verificación de los riesgos de racionamiento de energía.

3.1. Generación

El comportamiento previsto de la generación dada las premisas expuestas en el Capítulo 2 de este documento para el horizonte de dos años se presenta en el Gráfico 18. En el mismo es desagregada la generación semanal por tipo. Se observa que la mayor parte de la generación anual proviene de la generación hidroeléctrica.

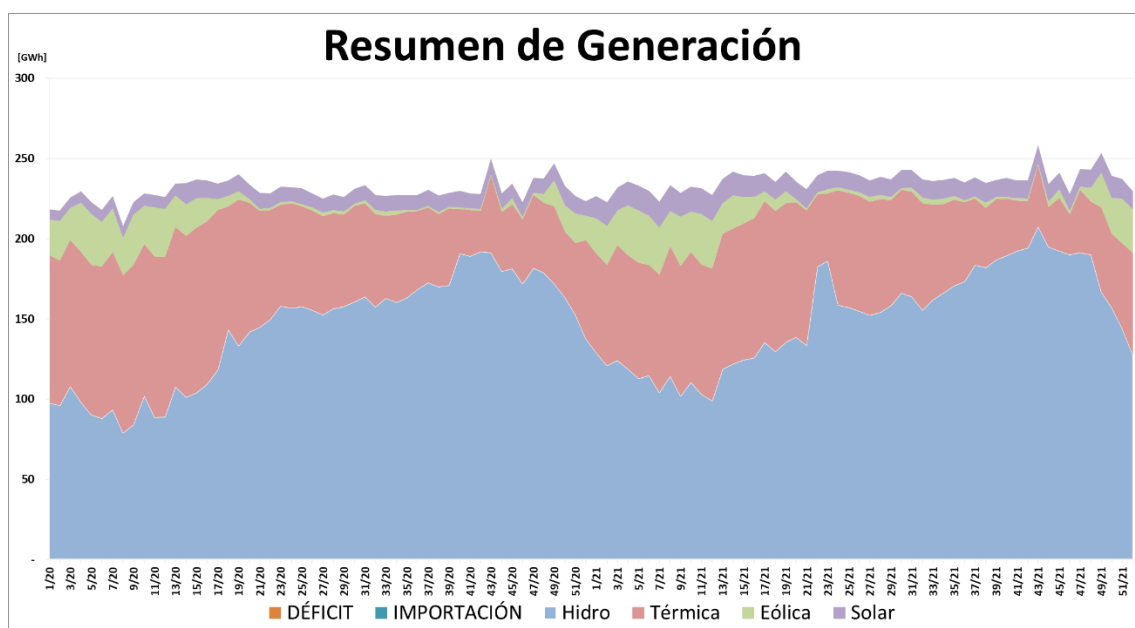


Gráfico 18. Comportamiento de la generación semanal del periodo 2020-2021

En el Gráfico 19 se presenta la distribución de la generación por tipo para cada año del horizonte de dos años.

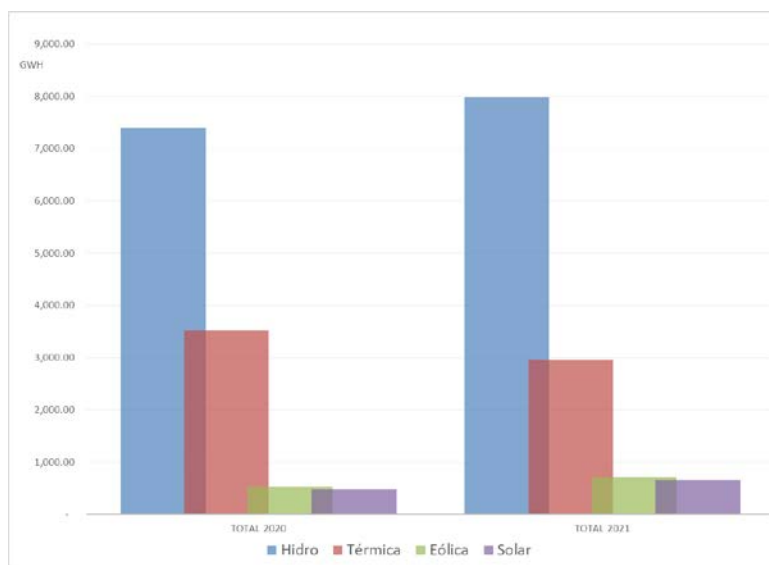


Gráfico 19. Comportamiento de la generación anual por tipo del periodo 2020-2021.

3.2. Energía Almacenada en los Embalses

En los gráficos 20 y 21 se observa que dentro de los próximos dos años no se prevén incumplimientos al requerimiento de las Curvas de Aversión al Riesgo (CAR) de Fortuna y Bayano.

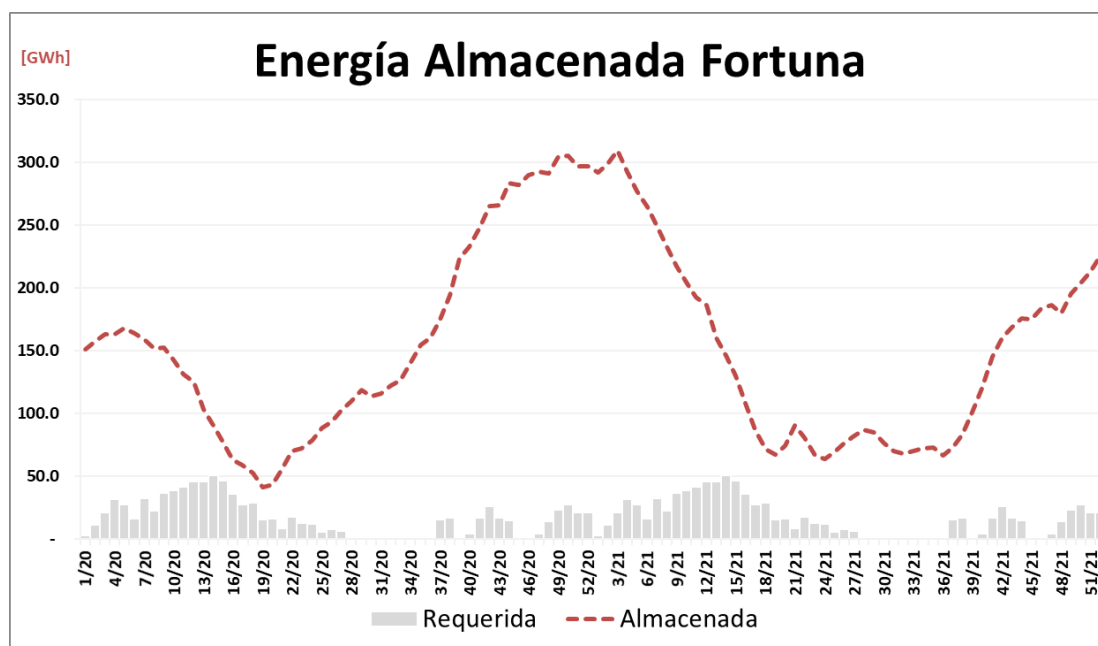


Gráfico 20. Energía almacenada en Fortuna para el periodo 2020-2021.

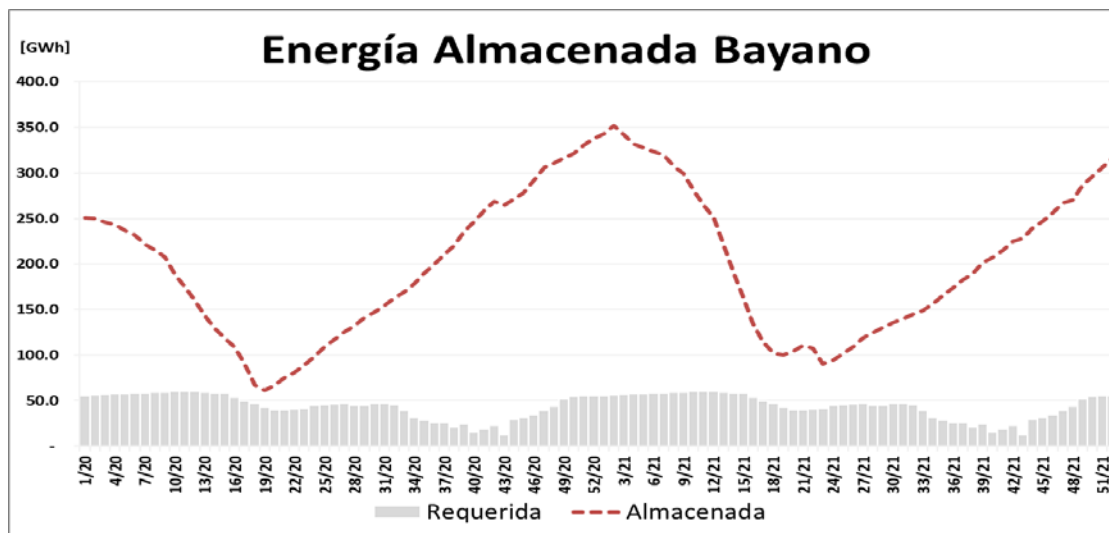


Gráfico 21. Energía almacenada en Bayano para el periodo 2020-2021.

3.3. Costo Marginal del Sistema (CMS)

El Gráfico 22 muestra el comportamiento de los CMS promedio y en cada bloque para el horizonte bianual. En el Gráfico 23 se presenta el costo marginal promedio y una dispersión del costo marginal con los cuantiles 10% y 20%.

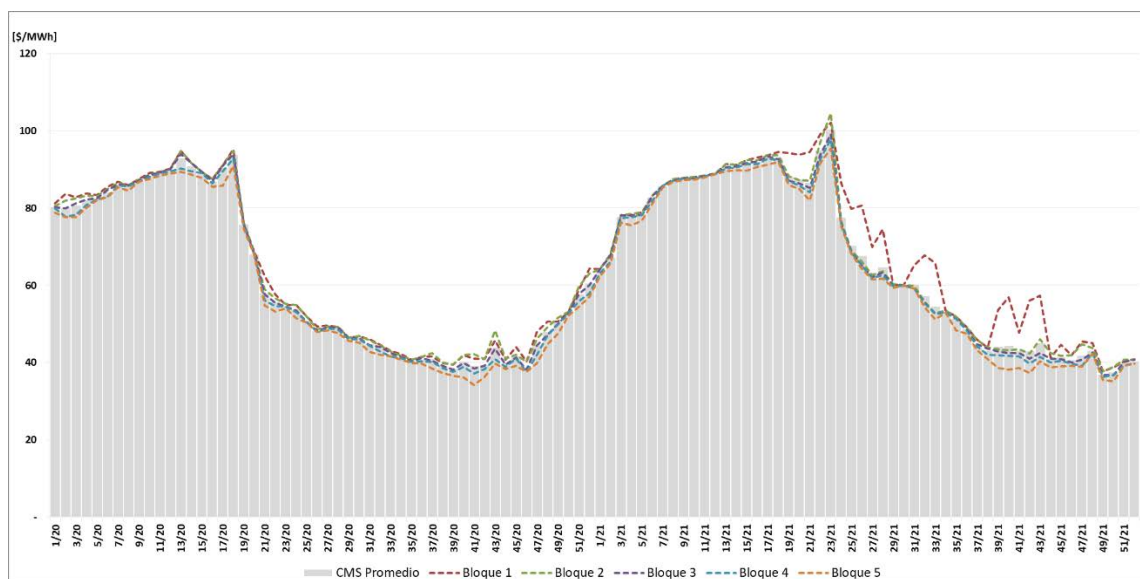


Gráfico 22. Comportamiento del CMS para el periodo 2020-2021.

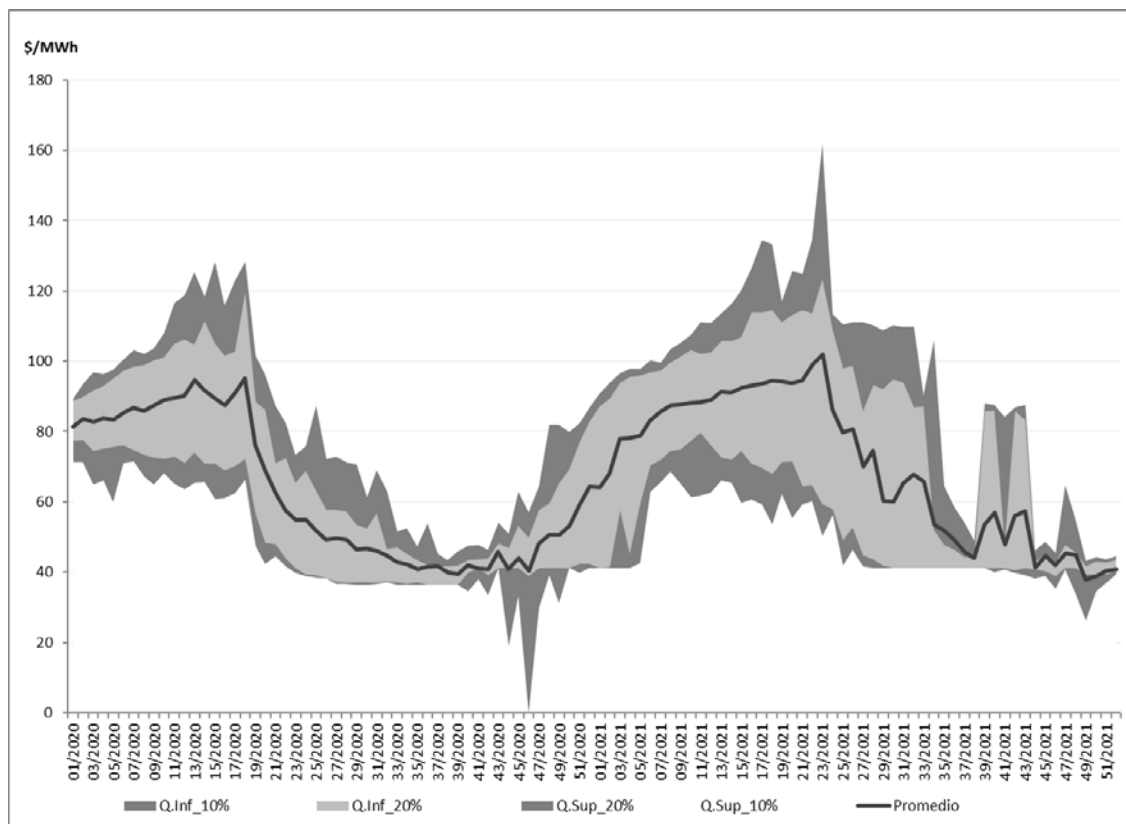


Gráfico 23. Dispersión del CMS de las series para el periodo 2020-2021.

3.4. Costos de Oportunidad Estimados para los Embalses

Los costos de oportunidad previstos dadas las premisas de este estudio para el horizonte de dos años son presentados en los gráficos 24 y 25. Estos costos reflejan el promedio de las series para cada semana.

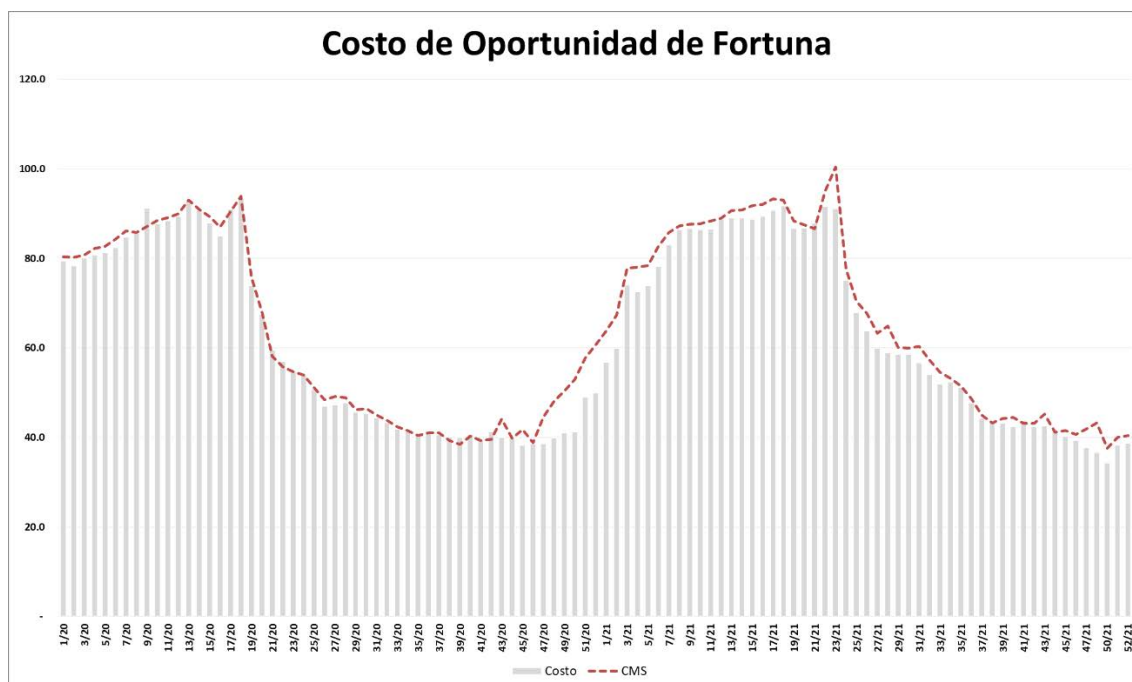


Gráfico 24. Costos de oportunidad de Fortuna para el periodo 2020-2021.

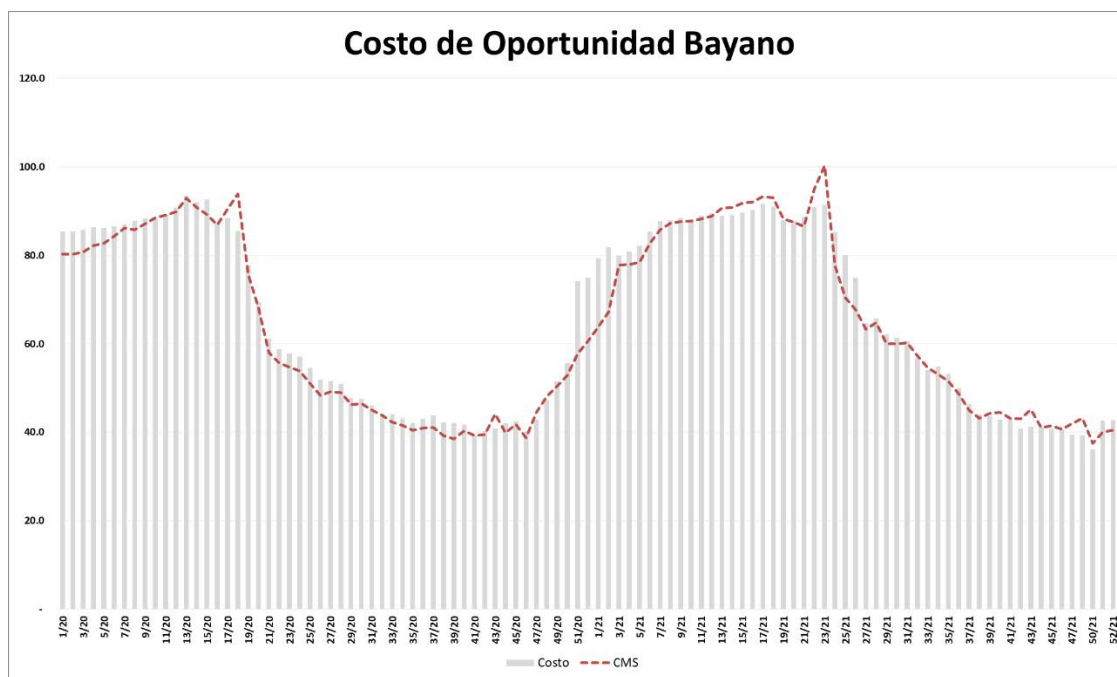


Gráfico 25. Costos de oportunidad de Bayano para el periodo 2020-2021.

3.5. Probabilidad de Vertimiento en los Embalses

En los gráficos 26 y 27 se presentan la probabilidad de vertimiento en los embalses para el año 2020 y el año 2021. También se muestra en estos gráficos la previsión del caudal vertido promedio semanal para cada embalse. Los periodos de mayor probabilidad de vertimiento corresponden a periodos de mayor caudal para el embalse. Se prevén en las semanas 45, 46, 48, 49, 50, 51 y 52 del año 2020 y las semanas 1, 2 y 50 del año 2021 una probabilidad de vertimiento mayor al 40 % (20 escenarios) en la central Fortuna. Para el caso de la central Bayano las probabilidades de vertimiento son menores al 15% (8 escenarios).

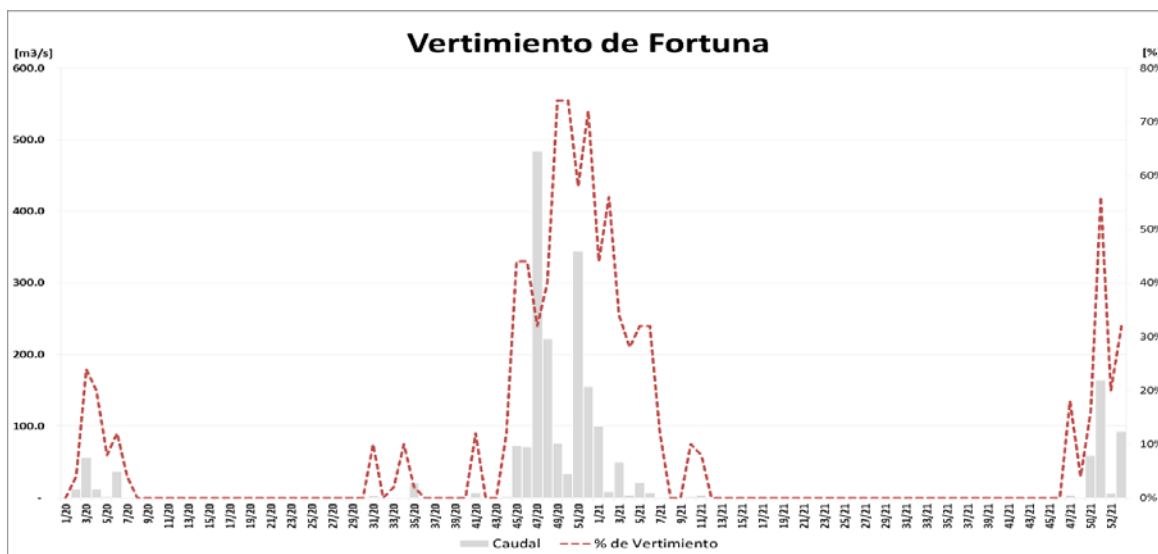


Gráfico 26. Probabilidad de vertimiento en Fortuna para el periodo 2020-2021.

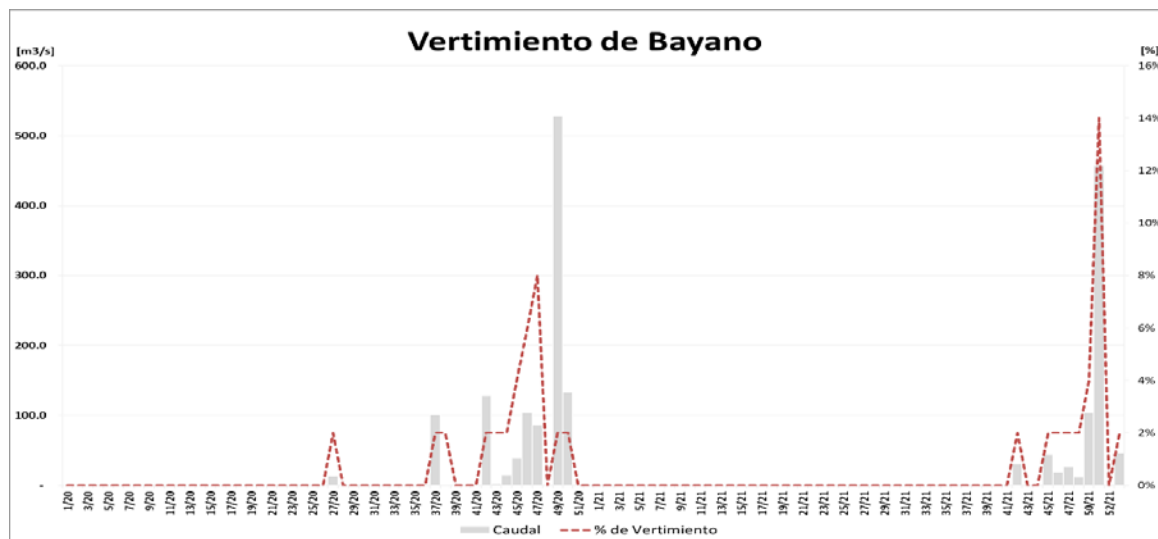


Gráfico 27. Probabilidad de vertimiento en Bayano para el periodo 2020-2021.

3.6. Probabilidad de Déficit

Como se puede observar en el Gráfico 38, se presenta una probabilidad de déficit hacia el inicio del segundo año del horizonte. Este déficit se presenta para la semana 23 de 2021 en una serie (2% de las series). Se observa que para esta serie se presenta bajo almacenamiento en las centrales Fortuna y Bayano desde la semana 17 hasta la semana 26 del año 2021.

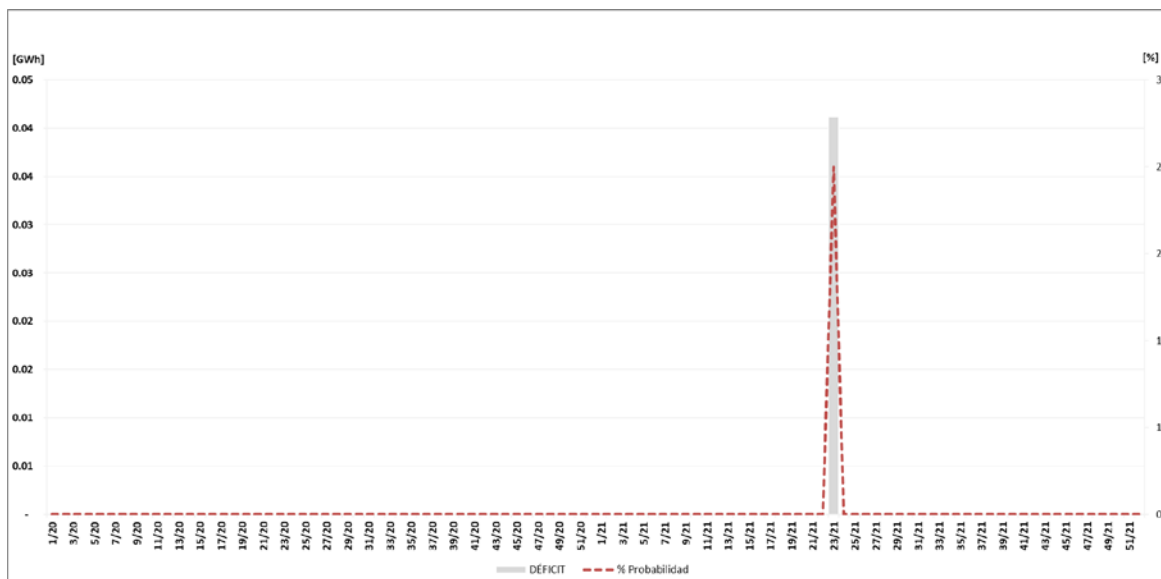


Gráfico 28. Probabilidad de déficit para el periodo 2020-2021.

3.7. Índices VERE y VEREC

La evaluación del Índice de Verificación de Racionamientos de Energía (VERE) no muestra incumplimientos del criterio en el horizonte de estudio, a pesar de que se presenta déficit en una serie de una semana de 2021. En la Tabla 24 se presenta un resumen de la evaluación de este criterio. No se observa déficit en las tres series más críticas para por lo que se cumple con el criterio de VEREC en este estudio.

| 2021 | | | | |
|---------|---------------------|------------------------|---------------------------|----------|
| ETAPA | Deficit Total (GWh) | Demanda Estimada (GWh) | Porcentaje de Deficit (%) | Criterio |
| 23/2021 | 0.041 | 226.98 | 0.018% | Cumple |

Tabla 25. Evaluación del VERE para el periodo 2020 – 2021.

4. RESULTADOS DEL ESTUDIO A 5 AÑOS

En esta sección del informe tratamos el comportamiento de las variables operativas más relevantes que resultan del estudio de planificación de la operación con horizonte de cinco años.

4.1. Generación

El comportamiento previsto de la generación para el horizonte de cinco años se presenta en el Gráfico 29. En el gráfico se desagrega la generación semanal por tipo, siendo predominante el aporte hidroeléctrico al abastecimiento de la demanda. También se observa la complementariedad de la generación renovable no convencional y la generación hidroeléctrica.

En el Gráfico 30 se presenta la distribución de la generación por tipo para cada año del horizonte de cinco años.

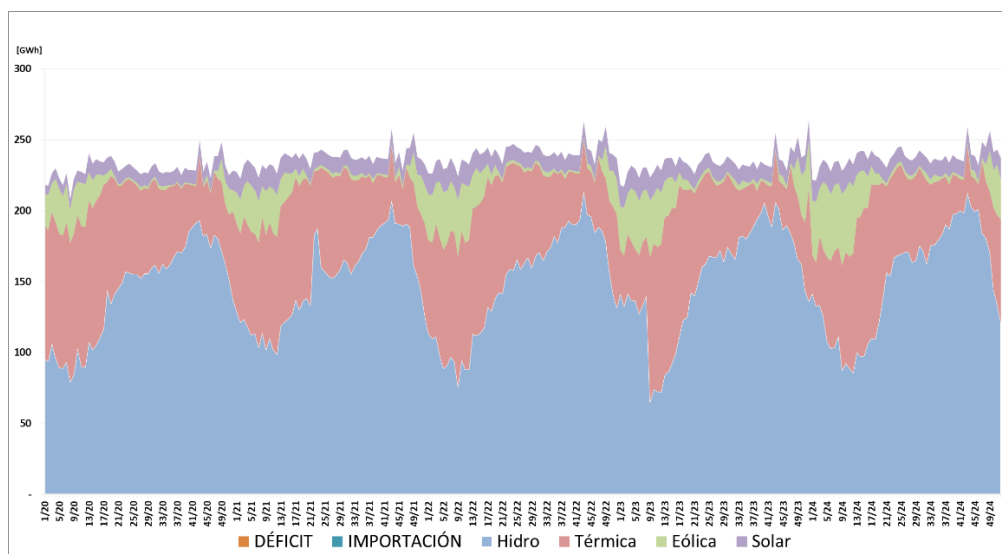


Gráfico 29. Comportamiento de la generación semanal del periodo 2020-2024.

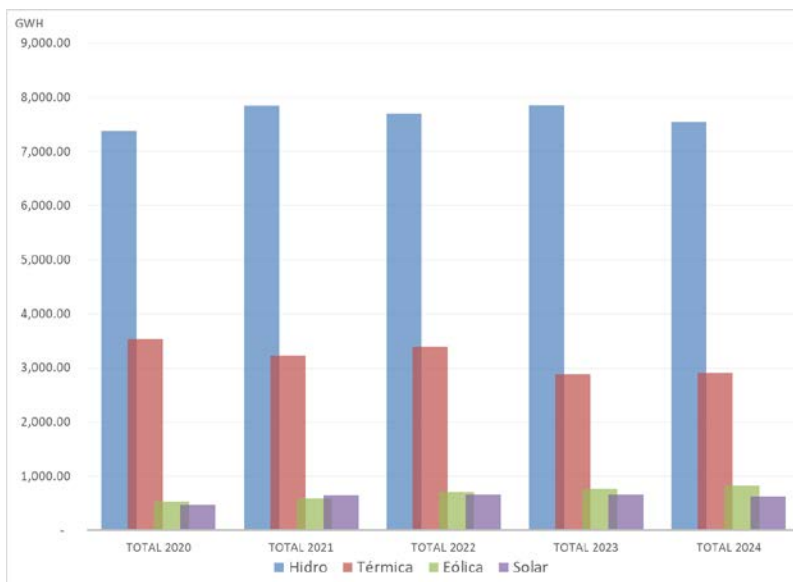


Gráfico 30. Comportamiento de la generación anual por tipo del periodo 2020-2024.

4.2. Energía Almacenada en los Embalses

En los gráficos 31 y 32 se observa que dentro de los próximos cinco años no se prevén incumplimientos al requerimiento de las Curvas de Aversión al Riesgo (CAR) para alguno de los dos embalses (Fortuna y Bayano).

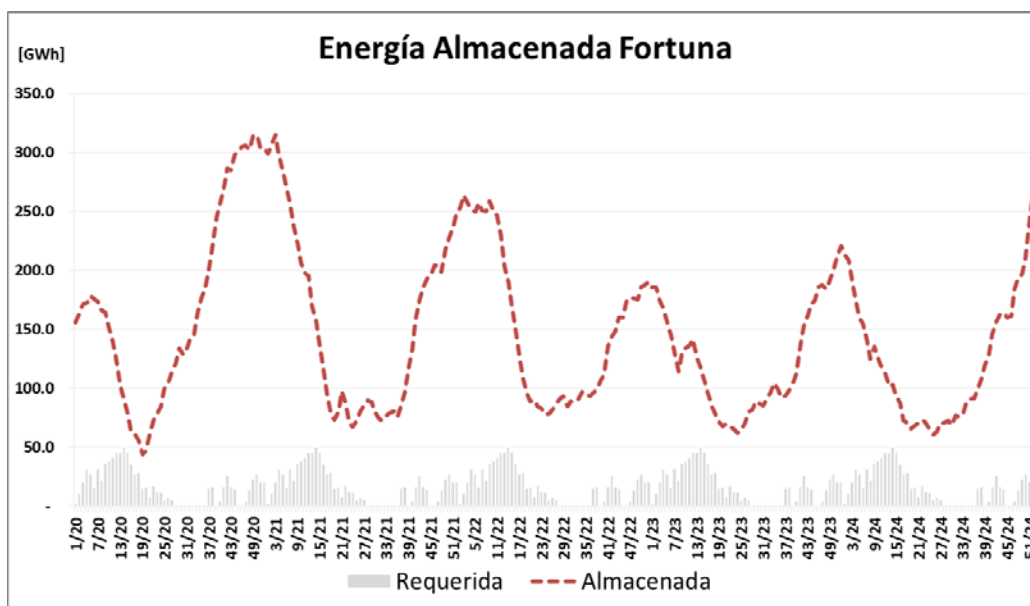


Gráfico 31. Energía almacenada en Fortuna para el periodo 2020-2024.

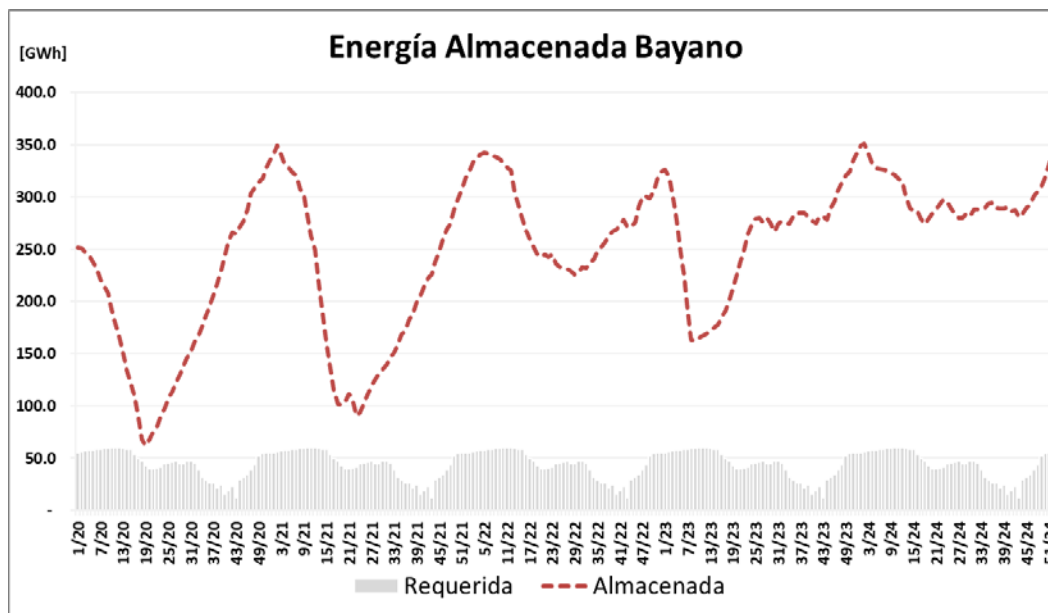


Gráfico 32. Energía almacenada en Bayano para el periodo 2020-2024.

4.3. Costo Marginal del Sistema (CMS)

El Gráfico 33 muestra el comportamiento de los CMS promedio y en cada bloque para el horizonte quinquenal. Se observa un decremento del repunte típico de la temporada seca, en la curva del costo marginal al inicio del año 2022 con la incorporación de 458.1 MW de centrales térmicas. Durante los años 2023 y 2024 se mantiene una estabilización del costo marginal en ambas épocas del año, debido a la incorporación de nueva generación de gran capacidad.

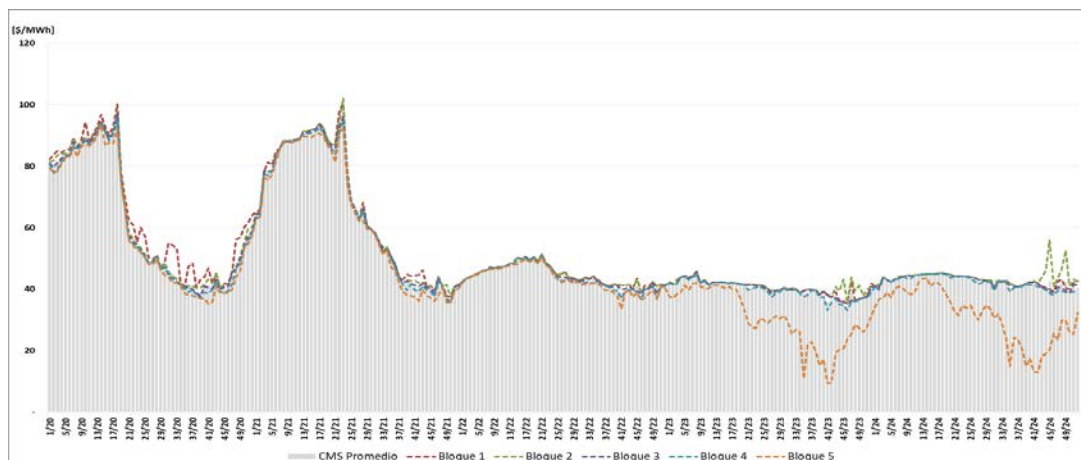


Gráfico 33. Comportamiento de los Costos Marginales para el periodo 2020-2024.

4.4. Costos de Oportunidad Estimados para los Embalses

Los costos de oportunidad previstos dadas las premisas de este estudio para el horizonte de cinco años son presentados en los gráficos 34 y 35. Estos costos reflejan el promedio de las series para cada semana. Se observa que en la estación seca de los años 2020 y 2021 se presenta un aumento del costo de oportunidad de ambos embalses típico de la temporada. A partir de 2022 se observan menores costos de oportunidad debido a que en el estudio se considera ingreso de nueva capacidad de generación entre 2021 y 2023, de acuerdo a la información recibida de los pocos promotores de proyectos de generación que enviaron información para este estudio.

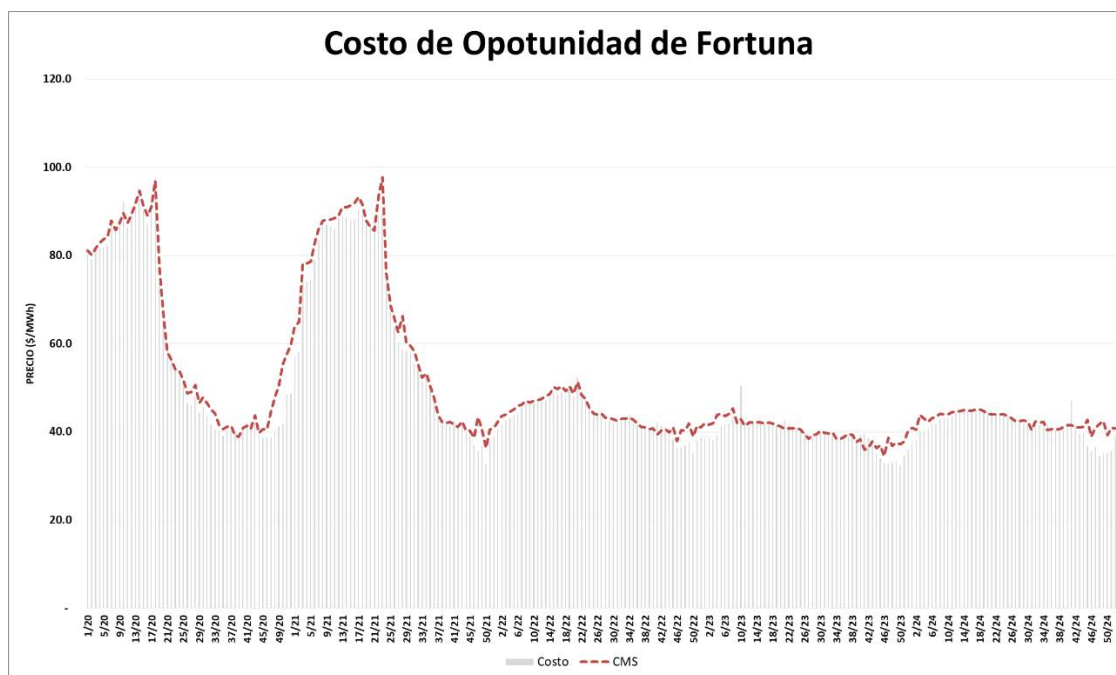


Gráfico 34. Costos de oportunidad de Fortuna para el periodo 2020-2024.

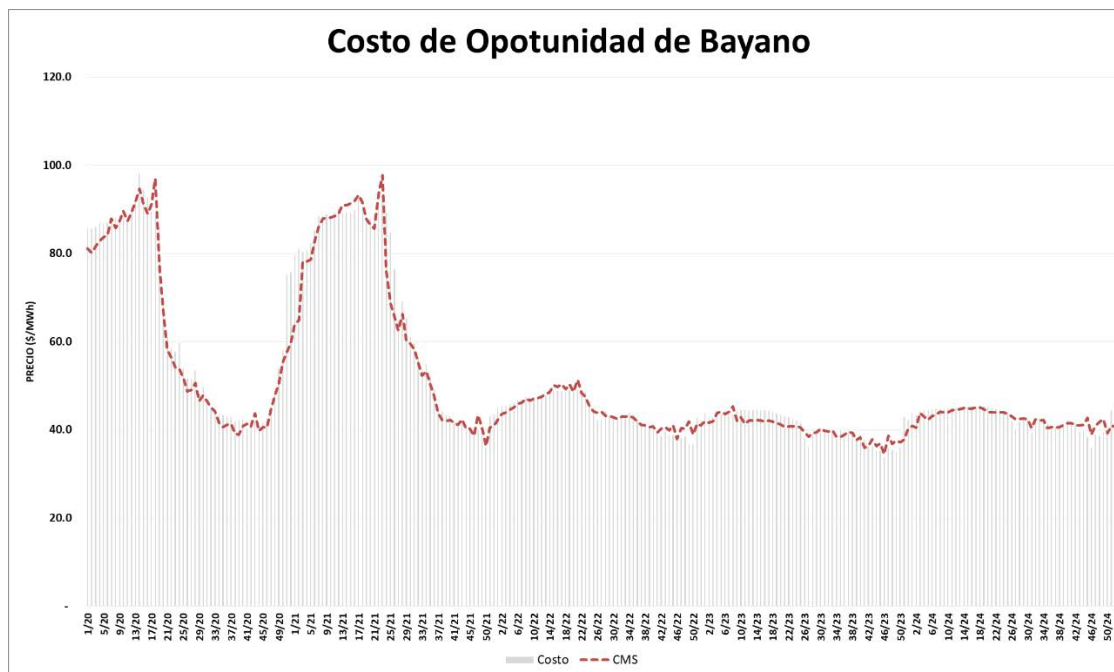


Gráfico 35. Costos de oportunidad de Bayano para el periodo 2020-2024.

4.5. Probabilidad de Vertimiento en los Embalses

En los gráficos 36 y 37 se presentan la probabilidad de vertimiento en los embalses que resulta para el periodo 2020 - 2024. También se muestra en los gráficos el caudal vertido promedio semanal previsto para cada embalse. A pesar de que a lo largo del horizonte quinquenal se prevén vertimientos, la probabilidad de ocurrencia no supera el 15% (8 escenarios) en el caso de la central Bayano. Sin embargo, para la central Fortuna se prevén en las semanas 45, 46, 48, 49, 50, 51 y 52 del año 2020, las semanas 1, 2 y 50 del año 2021, la semana 51 del año 2022, la semana 52 del año 2023 y las semanas 51 y 52 del año 2024, una probabilidad de vertimiento mayor al 40 % (20 escenarios).

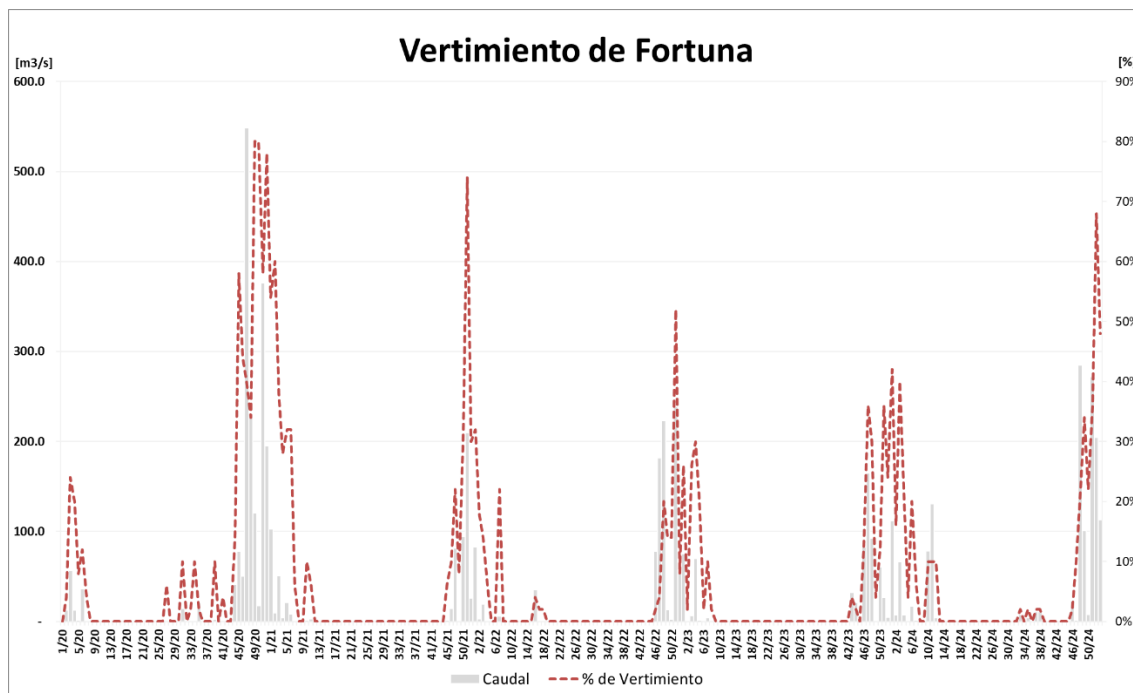


Gráfico 36. Probabilidad de vertimiento en Fortuna para el periodo 2020-2024.

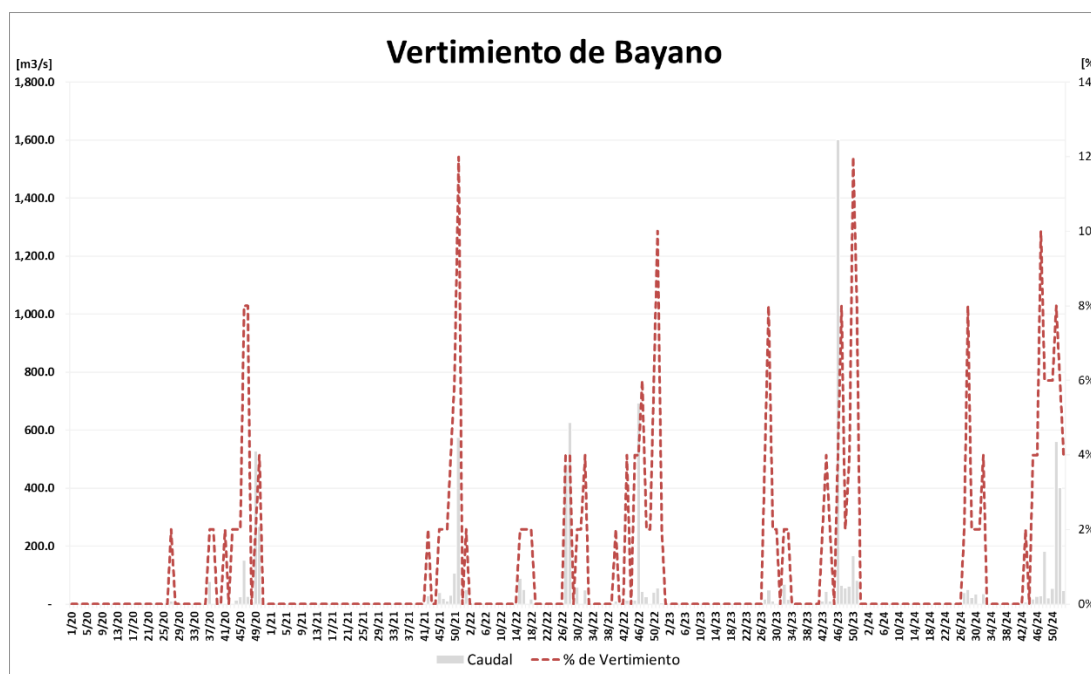


Gráfico 37. Probabilidad de vertimiento en Bayano para el periodo 2020-2024.

4.6. Probabilidad de Déficit

Como se puede observar en el Gráfico 38, se presenta una probabilidad de déficit hacia el inicio del segundo año del horizonte evaluado de cinco años. Este déficit se presenta para la semana 23 de 2021 en una serie (2% de las series). Se observa que para esta serie se presenta bajo almacenamiento en las centrales Fortuna y Bayano desde la semana 17 hasta la semana 26 del año 2021.

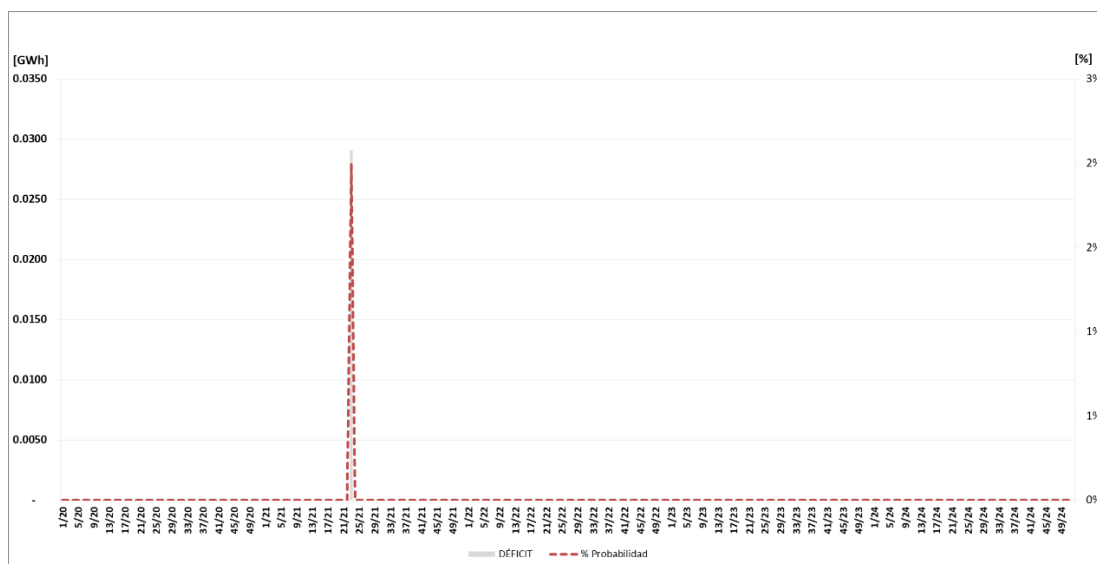


Gráfico 38. Probabilidad de déficit para el periodo 2020-2024.

4.7. Índices VERE y VERC

La evaluación del Índice de Verificación de Racionamientos de Energía (VERE) para los próximos cinco años no muestra incumplimientos del criterio, a pesar de que se presenta déficit en una semana de 2021. En la Tabla 25 se presenta un resumen de la evaluación de este criterio. No se observa déficit en las tres series más críticas para por lo que se cumple con el criterio de VERC en este estudio.

| 2021 | | | | |
|---------|---------------------|------------------------|---------------------------|----------|
| ETAPA | Deficit Total (GWh) | Demanda Estimada (GWh) | Porcentaje de Deficit (%) | Criterio |
| 23/2021 | 0.029 | 226.98 | 0.013% | Cumple |

Tabla 26. Evaluación del VERE para el periodo 2020 - 2024.

5. CONCLUSIONES

Los resultados de las simulaciones realizadas en el presente estudio no muestran probabilidad de ocurrencia de racionamiento en el bloque de máxima demanda para el año 2020 tanto para el promedio de las series como para las series hidrológicas más críticas. En los años siguientes esta observación se mantiene y en la semana 23 de 2021 se observan probabilidades de déficit bajas en el bloque de máxima demanda. A pesar de que se observan déficits en el horizonte de cinco años, en ninguno de los análisis evaluados se violan los criterios asociados a los índices VERE y VEREC.

La CAR fue utilizada para efectos de establecer la energía de reserva en los embalses, como apoyo a la confiabilidad del suministro. La optimización en el uso de las restricciones de la CAR y las asociadas a la red de transmisión, reflejan el almacenamiento de energía resultante para los embalses durante los años analizados en ambos estudios. En ninguno de los análisis se detectó violación de la CAR en los embalses. Sin embargo, se observa que, con el ingreso de centrales, principalmente en los años 2021 y 2023 (1309.10 MW) se reducen los volúmenes máximos anuales de almacenamiento en los embalses para los años posteriores.

La capacidad instalada actual es de 3,157.62 MW, sin considerar los 524.05 MW de centrales que se encuentran disponibles, pero sin operación comercial aún y 50.99 MW de centrales que se encuentran en calidad de prueba. Sin embargo, la potencia firme disponible del plantel de generación nacional para el sistema es de 1,856.86 MW (sólo las centrales con operación comercial). De esta potencia firme, el 58.1% es hidroeléctrica y el 41.9% es termoeléctrica, lo que hace que el desempeño del parque de generación nacional sea dependiente tanto de las condiciones hidrológicas futuras y la volatilidad en los precios de combustibles ante condiciones de baja disponibilidad hidroeléctrica. La capacidad demostrada por las centrales de generación del país con operación comercial suma 2,734.93 MW. Dentro de la capacidad instalada que mantiene una condición de pruebas de generación el 4.71% de esta generación corresponde a centrales térmicas, el 19.61% es de centrales hidroeléctricas y el 75.68% corresponde a centrales solares fotovoltaicas. De la capacidad instalada que sólo tiene disponibilidad, el 73.66% corresponde a centrales termoeléctricas, el 9.45% a centrales hidroeléctricas, el 6.87% está relacionada a autogeneración y el 10.02% se vincula a centrales solares fotovoltaicas. Considerando esta potencia en el sistema, la capacidad instalada total es de 3,732.66 MW.

La potencia disponible de este plantel de generación nacional está afectada por indisponibilidades no programadas debido a fallas de las unidades y trabajos correctivos en las mismas. Al considerar los ICP de las diversas centrales de generación resulta una reducción de 6% de la potencia disponible en el parque de generación debido a trabajos no programados. Esta disponibilidad del parque de generación puede tener incidencia en la operación esperada del sistema, en especial la disponibilidad de las centrales termoeléctricas durante la época seca del año. Debido a esto el CND continuará dándole seguimiento a las indisponibilidades de las unidades que reduzcan la capacidad efectiva del plantel de generación a fin de mitigar las probabilidades de déficit en el horizonte de estudio, considerando las restricciones de flujo de potencia que presenta la red de transmisión nacional que son consideradas en la planificación de la operación.

En adición a la capacidad instalada mencionada, se prevé en este estudio el ingreso de nueva generación en los próximos cinco años que totalizan 1446.33 MW. Esta capacidad adicional considera los proyectos de generación de los cuales se recibió información para este estudio y cuya entrada en operación prevista informada está en los próximos cinco años. Las adiciones de capacidad instalada se componen 1114.10 MW termoeléctricos, 197.23 MW fotovoltaicos y 135 MW eólicos. En el periodo de estudio evaluado también son considerados el retiro de las unidades 6 y 8 de la C.T. Miraflores, así como el mantenimiento de la C. H. Changuinola hasta enero de 2020 para corrección de filtraciones en el túnel de la central.

Con estas adiciones de generación a lo largo de los cinco años la participación de la generación hidroeléctrica anual aportará el 63.09% del requerimiento de la demanda aproximadamente, mientras que la generación termoeléctrica se espera supla el 26.26%. Por otra parte, se prevé que el 5.02% de la demanda anual será abastecida por las centrales fotovoltaicas y el 5.63% por centrales eólicas.

Los resultados obtenidos para los cinco años muestran claramente el comportamiento de la generación del sistema en los periodos de la época húmeda y la época seca del año en nuestro país, aumentando el uso del plantel termoeléctrico en el periodo de estación seca de cada año, así como una mayor producción de las centrales eólicas y solar, con influencia en los costos operativos y marginales del SIN. Adicionalmente, se observa que, al considerar la restricción de flujo de potencia desde el occidente del país, así como la restricción de flujo de potencia en el corredor Panamá – Cáceres, se incrementa el despacho de Fortuna antes del periodo lluvioso del año para reducir las probabilidades de vertimiento y se observa un

incremento del despacho previsto de las centrales termoeléctricas en el periodo lluvioso del año.

Los costos marginales resultantes de la operación bajo las premisas expuestas en estos estudios consideradas en ambos horizontes, se observa reducción de costos marginales a finales de cada año, periodo en donde también se observan incrementos en la probabilidad de los vertimientos de ambos embalses debido a la alta hidrología que caracteriza la época lluviosa y a los efectos de la restricción de flujo de potencia desde el occidente del país. Adicionalmente, se observa un decremento del repunte típico de la temporada seca, en la curva del costo marginal al inicio del año 2022 con la incorporación de 458.1 MW de centrales térmicas. Durante los años 2023 y 2024 se mantiene una estabilización del costo marginal en ambas épocas del año, debido a la incorporación de nueva generación de gran capacidad y con costos más bajos.

En cuanto a almacenamiento de energía, no se presenta ninguna semana del periodo evaluado donde se evidencie riesgo de violación a los requisitos exigidos por la CAR para ninguno de los dos embalses. Sin embargo, se observan menores niveles de almacenamiento en los embalses para los años 2020, tanto para la Central Bayano como para la Central Fortuna, con la incorporación de nueva capacidad instalada principalmente renovable no convencional.

De acuerdo a la discusión de Diagnóstico del Centro de Predicción Climática de la NOAA, con fecha 14 de noviembre 2019, manifiesta Inactivo y su Sinopsis indica que se favorece ENSO-neutral durante el invierno 2019 – 2020 del Hemisferio Norte (70% de probabilidad), continuando hasta la primavera de 2020 (60-65% de probabilidad).

En la planificación de la operación de mediano y largo plazo es tomada en cuenta la previsión de la condición puntual del país durante el año 2020, de acuerdo a lo indicado por la Dirección de Hidrometeorología de ETESA en su Informe de Evento Climático. A través de los Índices de Manejo de Incertidumbre Temporal (IMIT) aplicados hasta el mes de enero de 2020, de acuerdo con el Informe de Evento Climático N°18, se da cumplimiento a lo establecido en el numeral DMP. 2.6.2.2.2 de la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo. El CND mantiene un seguimiento a la evolución de las condiciones hidrológicas.

ANEXO I
NOTAS REMITIDAS A LOS AGENTES



Centro Nacional
de Despacho

ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019

7 de noviembre de 2019

Señores

Agentes del Mercado Eléctrico

E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado Agente:

Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 30 de junio de 2019 la actualización del Informe de Planeamiento Operativo 2019.

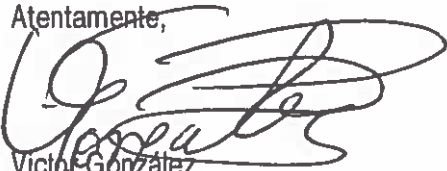
Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente:

"Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos la información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años, dentro de la cual deberá incluir las modificaciones a la red y/o en la central que incidan en la disponibilidad de las unidades de generación de la Central. Agradecemos, en esta ocasión, de no tener cambios llenar el archivo "info_RO_XX", el cual esta público en la página web del CND, sección Formatos, para cada tipo de tecnología. Esto con el fin de que se pueda contar con la información más actualizada para la planificación de la operación.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 16 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe. Agradecemos que su respuesta sea remitida por escrito mediante nota o a los correos electrónicos cbarretto@cnd.com.pa, ecorrioso@cnd.com.pa, jevans@cnd.com.pa, ahernandez@cnd.com.pa.

Atentamente,



Victor González

Director del Centro Nacional de Despacho.



Centro Nacional
de Despacho

ETE-DCND-GOP-PMP-602-2019

8 de noviembre de 2019

Señores

Empresas Distribuidoras del Mercado Eléctrico

E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado Agente:

Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

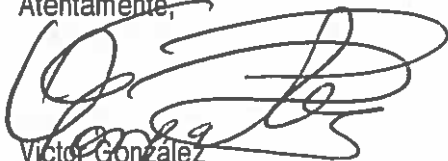
Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente:

"Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos la información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años, dentro de la cual deberá incluir modificaciones a la red que incidan en la operación del SIN. Para tal fin debe hacer entrega de los parámetros de los elementos nuevos que ingresarán en el horizonte indicado utilizando el formato Formato de Entrega de Información de Proyectos de Red - Distribuidoras.xlsx que debe descargar a través de la sección Documentos, sección Formatos de la web del CND.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 15 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe.

Atentamente,



Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho.

ETE-DCND-GOP-PMP-603-2019

8 de noviembre de 2019

Señores

Promotores de Generadores Eólicos

E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado Promotor:

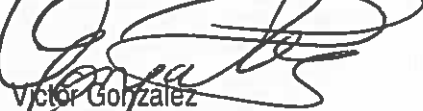
Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente: "Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos nos suministre la información actualizada que se describe en el artículo NES.3.4 del reglamento de Operación correspondiente al proyecto eólico que usted representa. Agradecemos nos remita los datos históricos de velocidad de viento de al menos tres años en formato digital (archivo Formato Registros Históricos Velocidad de Viento.xls) que corresponde al sitio del proyecto y que se encuentra ubicado en web del CND en la sección de Documentos, sub-sección Formatos.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 15 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe.

Atentamente,



Víctor González
Director del Centro Nacional de Despacho.



Centro Nacional
de Despacho

ETE-DCND-GOP-PMP-604-2019

8 de noviembre de 2019

Señores

Promotores de Generadores Hidroeléctricos

E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado Promotor:

Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente:

"Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos nos suministre la información actualizada que se describe en el artículo NES.3.2 del reglamento de Operación correspondiente al proyecto hidrológico que usted representa.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 30 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe.

Atentamente,

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho.



Centro Nacional
de Despacho

ETE-DCND-GOP-PMP-605-2019

8 de noviembre de 2019

Señores

Promotores de Generadores Solares

E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado Promotor:

Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente:

"Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos nos suministre la información actualizada que se describe en la Tabla 1 y los registros de irradiación solar (años 2017, 2018 y primer semestre 2019) correspondiente al proyecto solar que usted representa en formato digital (archivo Formato Registros Históricos Radiación Solar.xls) que corresponde y que se encuentra ubicado en web del CND en sección Documentos, sub-sección Formatos.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 30 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe.

a) Datos de Identificación del Proyecto

Nombre de la planta

Capacidad instalada (MW)

Capacidad de licencia otorgada - MW (adjuntar resolución)

Energía promedio anual (GWh/año)

Fecha de inicio de operación

Cronograma de ejecución del proyecto (adjuntar)

b) Datos de Topología

Localización del Proyecto (coordenadas geográficas)

Punto de conexión (barra/línea)

Emplazamiento en un mapa escala 1:50000

c) Base Histórica del Recurso Primario

Datos históricos de radiación solar (W/m²) en etapas horarias para cada día de cada año. La base histórica debe contener como mínimo un tres años de información. (descargar el formato en la web del CND)

d) Características Operacionales

Vida útil (años)

Proyección de generación por bloque (5 bloques) mensual para un periodo mínimo de 2 años

e) Información de los Paneles Solares

Número de paneles solares a instalar

Número de Inversores

Potencia por unidad (kW)

Tipo de tecnología de los paneles solares(adjuntar hoja técnica del modelo)

Inclinación

Azimut

Eficiencia de cada panel solar

Eficiencia de la planta (sólo considerando pérdidas después del panel)

Tabla 1. Datos del Proyecto

Atentamente,

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho.



Centro Nacional
de Despacho

ETE-DCND-GOP-PMP-606-2019

8 de noviembre de 2019

Señores

Promotores de Generadores Termoeléctricos

E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado Promotor:

Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente:

"Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos nos suministre la información actualizada que se describe en el artículo NES.3.3 del Reglamento de Operación correspondiente al proyecto termoeléctrico que usted representa.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 30 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe.

Atentamente,

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho.



Centro Nacional
de Despacho

ETE-DCND-GOP-PMP-608-2019

8 de noviembre de 2019

Señores

Empresas Transmisoras del Mercado Eléctrico

E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado Agente:

Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

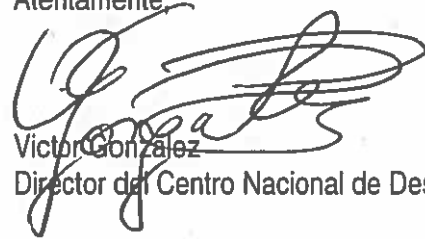
Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente:

"Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos la información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años, dentro de la cual deberá incluir modificaciones a la red que incidan en la operación del SIN. Para tal fin debe hacer entrega de los parámetros de los elementos nuevos que ingresarán en el horizonte indicado utilizando el formato Formato de Entrega de Información de Proyectos de Red de Transmisión.xlsx que debe descargar a través de la sección Documentos, sección Formatos de la web del CND.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 15 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Victor Gonzalez', is written over the printed name.

Victor Gonzalez

Director del Centro Nacional de Despacho.



Centro Nacional
de Despacho

ETE-DCND-GOP-PMP-596-2019

7 de noviembre de 2019

Licenciado

Targidio Bernal

Apoderado General

Parque Eólico Toabré, S.A.

E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado licenciado Bernal:

En seguimiento a la solicitud realizada mediante la nota ETE-DCND-GOP-PMP-211-2019 del 22 de abril del presente año y como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente: "Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos nos suministre la información actualizada que se describe en el reglamento de Operación correspondiente al proyecto eólico que usted representa. Agradecemos nos remita la información requerida en los archivos que se adjuntan (Info_RO_Eolica_v3.xls y Formato Registros

Figal Bancha
8 noviembre
2:50 pm

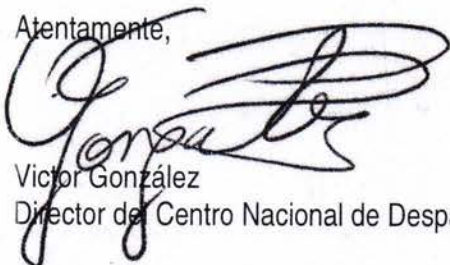
Teléfono: (507)230-8100, (507) 230-8101
Página Web: <http://www.cnd.com.pa>
Apartado Postal: 0816-01552, Panamá, Rep. de Panamá



Históricos Velocidad de Viento.xls). Los datos históricos de velocidad de viento debe ser al menos tres años en formato digital y que corresponde al sitio del proyecto.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 15 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe.

Atentamente,



Victor González

Director del Centro Nacional de Despacho.

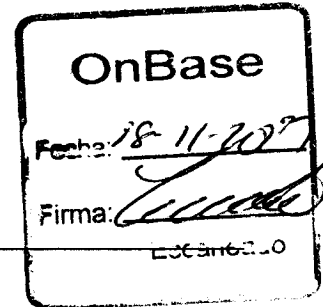
Adj. Formato_registros_historicos_velocidad_de_viento, Info_RO_Eolica_v3

LG
7/11/2019

CAB
7/11/2019



Centro Nacional
de Despacho



ETE-DCND-GOP-PMP-607-2019
8 de noviembre de 2019

Licenciado
Alejandro Flores
Presidente
Central Azucarera de Alanje, S.A.
E. S. D.

Referencia: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Respetado licenciado Flores:

En seguimiento a la solicitud realizada mediante la nota ETE-DCND-GOP-PMP-640-2018 del 8 de mayo del presente año y como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluido en el Tomo IV "Normas para el Intercambio de Información", que en su lectura establece lo siguiente:

"Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en "tiempo y forma", como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación."

En virtud de lo anterior, requerimos nos actualice el archivo Info_RO, además de una proyección de los excedentes de energía de sus unidades de cogeneración, como se establece en la Metodología para la Participación de Autogeneradores y/o Cogeneradores en el Mercado Mayorista de Electricidad. Para tal fin

Teléfono: (507)230-8100, (507) 230-8101
Página Web: <http://www.cnd.com.pa>
Apartado Postal: 0816-01552, Panamá, Rep. de Panamá

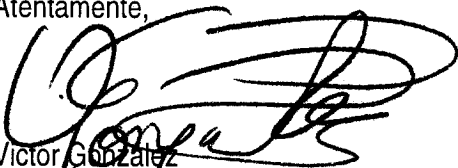
Laura Mante
14/11/19



adjuntamos los formatos con los cuales se debe hacer entrega de la información digital para los próximos dos años. Por último, le solicitamos un cronograma actualizado de los trabajos relacionados con el ingreso de la central de cogeneración, su fecha de inicio de operaciones prevista y la política de operación de la central en relación al consumo y la inyección del SIN en caso de que el sistema no requiere el excedente ofertado.

Esta información deberá suministrarla a más tardar el día 30 de noviembre del presente, a fin de cumplir con la realización del estudio y su correspondiente informe.

Atentamente,



Victor Gonzalez
Director del Centro Nacional de Despacho.

Adj. Info_RO_Termos - CADASA_comentadoCND.xlsx
olp_yyyy.xls

LG
8/11/2019

CB
8/11/2019



MEMORANDO
ETE-DCND-GOP-075-2019

PARA: Ing. Oscar Rendoll – Director de Ingeniería a.i.

DE: Ing. Víctor González– Director del Centro Nacional de Despacho

ASUNTO: Información requerida para el Informe de Planeamiento Operativo correspondiente al primer semestre de 2020

FECHA: 11 de octubre de 2019


Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III “Información Periódica para el Despacho”, incluido en el Tomo IV “Normas para el Intercambio de Información”, que en su lectura establece lo siguiente:

“Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en “tiempo y forma”, como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación.”

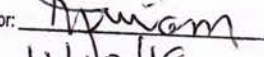
En virtud de lo anterior, requerimos la información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años, dentro de la cual deberá incluir las modificaciones a su red que incidan en la operación del SIN.

Atentamente,


Víctor González
Director del Centro Nacional de Despacho

Copia: Ing. Daniel Pereira – Gerente de Planeamiento, ETESA.


GERENCIA DE PLANIFICACIÓN

Recibido por: 
Fecha: 11/10/19
Hora: 3:25 p.m.

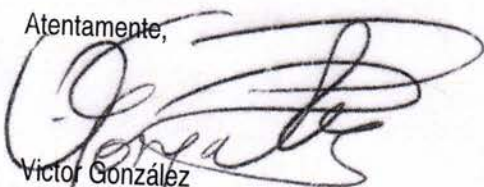
MEMORANDO
ETE-DCND-GOP-076-2019

PARA: Ing. Luz Graciela de Calzadilla – Directora de Hidrometeorología
DE: Ing. Víctor González– Director del Centro Nacional de Despacho
ASUNTO: Información requerida para el Informe de Planeamiento Operativo correspondiente al primer semestre de 2020
FECHA: 10 de octubre de 2019

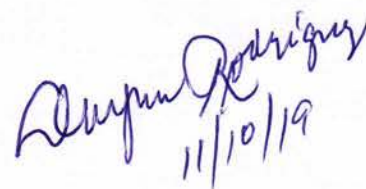
Por medio de la presente, le solicitamos la información hidrológica, que incluye las condiciones meteorológicas esperadas para el periodo enero a junio de 2020, así como los aportes hidrológicos esperados de las centrales hidroeléctricas operativas, a fin de que se incluyan en el Informe de Planeamiento Operativo (IPO) correspondiente al primer semestre de 2020.

Para ello, agradecemos su acostumbrado apoyo en la elaboración de este informe, con la información de las proyecciones hidrológicas de la Dirección de Hidrometeorología a más tardar el 15 de noviembre del presente.

Atentamente,



Víctor González
Director del Centro Nacional de Despacho
10/10/19
EML
CMB
10/10/19



Amparo Rodríguez
11/10/19

ANEXO 2
NOTAS RECIBIDAS DE LOS AGENTES

ID-OC-GG-0141-2019

Panamá, 15 de noviembre de 2019.

Ingeniero

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho

Centro Nacional de Despacho.

E. S. D.

CND RECIBIDO
[Firma]
18 NOV 2019 10:18AM

**Asunto: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo
correspondiente al primer semestre de 2020.**

Estimado ingeniero González:

En respuesta a la nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 del 7 de noviembre de 2019, en donde nos solicita información de cambios del sistema eléctrico que afecte o puedan afectar la disponibilidad de las unidades de generación de las Centrales Hidroeléctricas de Bajo de Mina y Baitún, le informamos que Ideal Panamá, S.A. no ha realizado modificaciones a sus sistemas eléctricos ya instalados.

Por otro lado, le anexamos en la presente nota, la información de las unidades de generación en el formato suministrado por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Atentamente,

[Firma]
Carlota Cagigas

Gerente General

E-C



27 de noviembre de 2019
CAR-1-219019-VC-EISA

CND RECIBIDO

Ingeniero
Víctor González
Director del CND


29 NOV 2019 14:58

Asunto: Planeamiento operativo primer semestre 2020.

Respetado Ingeniero González:

Sean nuestras primeras líneas para extenderle un cordial saludo y de éxitos en sus funciones diarias.

En respuesta a la nota ETE-DCND-GOP-PMP-604-2019 le proporcionamos la información requerida que hace referencia en el artículo NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", incluida en el tomo IV "Normas de Intercambio de Información", en el cual solicitan la información actualizada que se describe en el artículo NES.3.2 del reglamento de Operación de las Centrales Pando y Monte Lirio.

Atentamente,



Jorge Rowe
Gerente de Planta
Centrales Hidroeléctricas Pando y Monte Lirio
Teléfono (507) 202 5703 / 6615 2583



PG-CND-23-2019

Ciudad de Panamá, 29 de noviembre de 2019

Ingeniero
Víctor González
Director
Centro Nacional de Despacho
E.S.D.

Asunto: Estudio de Planeamiento Operativo primer semestre 2020 - PANASOLAR

Ingeniero González:

Hacemos referencia a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-605-2019 de 8 de noviembre de 2019 donde se pedía información por nuestra parte para permitir la actualización del informe de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre 2020.

A continuación, se remite, la información solicitada. Además, se adjunta CD (Compact-Disk) con anexos.

Atentamente,

Enrico Desiata
Presidente
PANASOLAR GENERATION, S.A.

29 NOV 2019 11:45 PM
CND RECIBIDO

Panasolar es el nombre comercial de **Panasolar Generation S.A.**

Edificio COMOSA, Oficina 8, EP1
Ave. Samuel Lewis, Obarrio
Panamá – República de Panamá

panasolar.generation@gmail.com
Tel. +507 833-9954
+507 395-5377



PEDREGALITO SOLAR POWER, S.A.

Capital Plaza, Avenida Paseo del Mar, Costa del Este, Piso 12
Panamá, Rep. de Panamá

Tel. 306-7800

Fax 306-7804

CND RECIBIDO

25 NOV 2019 10:21AM

22 de noviembre de 2019

Ing. Víctor González
Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad.

Estimado Ing. González:

Atendiendo su nota *ETE-DCND-GOP-PMP-605-2019* adjuntamos un cd con la información requerida.
Cualquier información adicional que requieran favor contactarnos.

Atentamente,

PEDREGALITO SOLAR POWER, S.A.

Patrick Kelly
Representante Legal



Punta Paitilla
Calle Gil Colunge - Casa F14
Ciudad de Panamá - Panamá
Telf.: +507 3947660 - +507 3947661
Fax: +507 3945600

20191128-PNGP-CND-101

Panamá, 28 de noviembre de 2019

Sr. Ing.

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho - CND

Ciudad.-

REF.: ETE-DCND-GOP-PMP-606-2019

Estimado Ing. González:

En atención a su atento oficio circular de la referencia nos permitimos remitir la información actualizada que se describe en el artículo NES.3.3. del Reglamento de Operación correspondiente al proyecto termoeléctrico Telfers que nuestra empresa desarrolla en Colón, Isla Telfers.

Aprovecho la oportunidad para reiterar a UD los sentimientos de estima.

Atentamente:

José Dapelo Benites

Presidente

Adj.: Lo indicado

Panamá, 01 de noviembre de 2019
SG 02 -19 CND

Ingeniero
D. Víctor González.
Director
Centro Nacional de Despacho
E. S. D.

3 DIC 2019 11:50PM

[Firma]

CND RECIBIDO

Asunto: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre del año 2020.

Su Ref.: Nota ETE-DCND-GOP-PMP-605-2019

Estimado Ing. González:

En relación con su requerimiento de la información actualizada que se describe en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación y de registros de irradiación solar del proyecto representado por SOLAR GREEN, S.A., le hacemos las siguientes observaciones:

1. SOLAR GREEN, S.A representa un proyecto solar.

| Parque Solar | Potencia | Fecha Prevista de Inicio de Operación Comercial |
|--------------|----------|---|
| El Coco | 10 MW | 01/01/2021 |

2. Se adjunta a esta nota la información solicitada en el artículo NII.3.6.
3. Se adjunta a esta nota USB con los registros de irradiación solar.

Esperamos que con esta información hayamos atendido adecuadamente su requerimiento y nos ponemos a su disposición para cualquier información adicional o aclaración que precisen.

Atentamente,

[Firma]

Ing. Rafael Pérez-Pire Angulo
Presidente SOLAR GREEN, S.A.
E-mail: rppa@uep-renovables.com

Adjuntos: USB datos de Radiación y Producción

Panamá, Pta. Pacífica. Edif. Torre de Las Américas, Torre C, Piso 14, Ofic: C-1404
Teléfono: (507) 201 55 60 Fax: (507) 201 55 61



EMN-EXT-GER-19-368-ETESA-112719

30 de Noviembre de 2019

Ingeniero
Victor Gonzalez
Director
Centro Nacional de Despacho
CND
E. S. D.

4 DIC 2019 10:12AM

4 DIC 2019 10:12AM

[Signature]

CND RECIBIDO

Asunto: Respuesta a Notificación ETE-DCND-GOP-PMP-604-2019.

Estimado Ing. Gonzalez

Se extiende un cordial saludo y deseos de que el éxito acompañe sus actividades profesionales y personales.

Mediante la presente notificación Empresa Nacional de Energía S.A. (EMNADESA), hace entrega formal de dos ejemplares a la notificación **ETE-DCND-GOP-PMP-604-2019**, referente a la **Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de año 2020**; en específico, para el Proyecto Hidroeléctrico Bugaba I y Proyecto Hidroeléctrico Bugaba II, desarrollado por parte de Empresa Nacional de Energía, S.A. (EMNADESA). Para tal efecto, en la **Tabla 1 y Tabla 2** se expone la información requerida por medio del **Reglamento de Operación, Tomo V, Capítulo III, Artículo NES 3.2**.

Tabla 1–Información asociada al Artículo NES 3.2 del Reglamento de Operación para el Proyecto Hidroeléctrico Bugaba I

| Tomo V Normas para la Expansión del Sistema Capítulo III Información Requerida para Estudios de Generación | |
|---|----------------------------------|
| Artículo: NES.3.2 | |
| En el caso de generadores hidráulicos, se deberá proporcionar la siguiente información: | |
| a) Datos de Identificación del Proyecto | Observaciones/Comentarios |
| 1) Nombre de la Planta. | Central Hidroeléctrica Bugaba I |
| 2) Tipo de Planta: Filo de agua / Embalse | Filo de agua |
| 3) Capacidad Instalada (MW). | 4.94 MW |
| 4) Energía Promedio anual (GWh/año). | 20.7 GWh/año |
| 5) Potencia (MW) y energía firme (GWh). | 0.511 MW / 13.78 GWh |
| 6) Fecha de entrada de operación (mes, año). | Enero 2014 |
| b) Datos de Topología | Observaciones/Comentarios |
| 1) Aporte Hidrológico. | Río Escárrea |
| 2) Descarga. | Río Escárrea |
| 3) Vertimiento. | Vertedero central |
| 4) Proyectos aguas arriba. | Ninguno |
| 5) Proyectos aguas abajo. | N/A |
| 6) Ubicación esquemática (Diagrama). | Ver Anexo 1 |

| c) Base Histórica de Caudales | Observaciones/Comentarios |
|--|--|
| 1) Caudales medios mensuales en cada estación, en archivo digital tipo hoja de cálculo. Este archivo debe contener toda la información disponible. | Ver Anexo 2 |
| d) Características Operacionales | Observaciones/Comentarios |
| 1) Cota mínima y máxima de operación nivel medio del mar (msnm). | 278.16 msnm |
| 2) Cota de descarga en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 216.34 msnm |
| 3) Caída Neta en metros (m). | 54.68 m |
| 4) Caída Bruta en metros (m). | 61.82 m |
| 5) Pérdidas Hidráulicas medias en las conducciones en metros (m). | 7.14 m |
| 6) Caudal de Diseño en metros cúbicos por segundo (m³/s). | 10.0 m³/s |
| 7) Caudal Ecológico en metros cúbicos por segundo (m³/s). | 0.70 m³/s |
| 8) Días de mantenimiento al año. | 18.25 días |
| e) Información de las Unidades de Generación | Observaciones/Comentarios |
| 1) Número de unidades de Generación. | 3 |
| 2) Potencia por unidad (MW). | U ₁ =1.97 MW / U ₂ =1.97 MW / U ₃ =1.0 MW |
| 3) Curvas de eficiencia Turbina-Generador en (p.u.). | Ver Anexo 3 |
| 4) Tasa de salidas forzadas en (p.u.). | 0.01 |
| 5) Tasa de salidas programadas en (p.u.) | 0.1 |
| 6) Porcentaje de Sobrecarga | 50% |
| f) Características del Embalse (Cámara de Carga) | Observaciones/Comentarios |
| 1) Cota máxima en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 280.67 msnm |
| 2) Cota mínima en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 276.16 msnm |
| 3) Tabla Cota-Área-Volumen del embalse. (Tabla de 5 ó más puntos, incluir mínimos y máximos y las curvas correspondientes). | N/A |
| g) Otros Datos | Observaciones/Comentarios |
| 1) Tabla con datos de coeficientes de producción (MW/m³/seg) por cada nivel de almacenamiento definido en la tabla Cota-Área-Volumen del embalse. | N/A |
| 2) Caudal turbinado mínimo (m³/s) a usar para representar restricciones en la operación de la turbina o de controles ambientales, suministro del agua o restricciones de navegación. | 1.00 m³/s |
| 3) Caudal turbinado máximo (m³/s)-capacidad máxima de turbinamiento. | 10.00 m³/s |
| 4) Factor de regulación para central filo de agua. | 0.50 |
| 5) Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso. | Ver Anexo 4 |
| 6) Costo Fijo Anual de O&M (U.S. \$/ kW). | US\$0.00035/kWh + 5% del total de ingresos brutos |

Tabla 2-Información asociada al Artículo NES 3.2 del Reglamento de Operación para el Proyecto Hidroeléctrico Bugaba II

| Tomo V Normas para la Expansión del Sistema Capítulo III Información Requerida para Estudios de Generación | |
|---|----------------------------------|
| Artículo: NES.3.2 | |
| En el caso de generadores hidráulicos, se deberá proporcionar la siguiente información: | |
| a) Datos de Identificación del Proyecto | Observaciones/Comentarios |
| 1) Nombre de la Planta. | Central Hidroeléctrica Bugaba II |
| 2) Tipo de Planta: Filo de agua / Embalse | Filo de agua |
| 3) Capacidad Instalada (MW). | 5.86 MW |

| | |
|--|---|
| 4) Energía Promedio anual (GWh/año). | 28.96 GWh/año |
| 5) Potencia (MW) y energía firme (GWh). | 1.75 MW / 13.78 GWh |
| 6) Fecha de entrada de operación (mes, año). | Febrero 2016 |
| b) Datos de Topología | Observaciones/Comentarios |
| 7) Aporte Hidrológico. | Río Escárrea |
| 8) Descarga. | Río Escárrea |
| 9) Vertimiento. | Vertedero central |
| 10) Proyectos aguas arriba. | Bugaba I |
| 11) Proyectos aguas abajo. | N/A |
| 12) Ubicación esquemática (Diagrama). | Ver Anexo 1 |
| c) Base Histórica de Caudales | Observaciones/Comentarios |
| 2) Caudales medios mensuales en cada estación, en archivo digital tipo hoja de cálculo. Este archivo debe contener toda la información disponible. | Ver Anexo 2 |
| d) Características Operacionales | Observaciones/Comentarios |
| 9) Cota mínima y máxima de operación nivel medio del mar (msnm). | 202.35 msnm / 204.00 msnm |
| 10) Cota de descarga en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 138.30 msnm |
| 11) Caída Neta en metros (m). | 59.14 m |
| 12) Caída Bruta en metros (m). | 65.70 m |
| 13) Pérdidas Hidráulicas medias en las conducciones en metros (m). | 6.56 m |
| 14) Caudal de Diseño en metros cúbicos por segundo (m³/s). | 11.40 m³/s |
| 15) Caudal Ecológico en metros cúbicos por segundo (m³/s). | 0.81 m³/s |
| 16) Días de mantenimiento al año. | 45 días |
| e) Información de las Unidades de Generación | Observaciones/Comentarios |
| 7) Número de unidades de Generación. | 3 |
| 8) Potencia por unidad (MW). | U ₁ =2.35 MW / U ₂ =2.35 MW / U ₃ =1.16 MW |
| 9) Curvas de eficiencia Turbina-Generador en (p.u.). | Ver Anexo 3 |
| 10) Tasa de salidas forzadas en (p.u.). | 0.01 |
| 11) Tasa de salidas programadas en (p.u.). | 0.1 |
| 12) Porcentaje de Sobrecarga | 20% |
| f) Características del Embalse (Cámara de Carga) | Observaciones/Comentarios |
| 3) Cota máxima en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 201.80 msnm |
| 4) Cota mínima en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 200.54 msnm |
| 5) Tabla Cota-Área-Volumen del embalse. (Tabla de 5 ó más puntos, incluir mínimos y máximos y las curvas correspondientes). | N/A |
| g) Otros Datos | Observaciones/Comentarios |
| 6) Tabla con datos de coeficientes de producción (MW/m³/seg) por cada nivel de almacenamiento definido en la tabla Cota-Área-Volumen del embalse. | N/A |
| 7) Caudal turbinado mínimo (m³/s) a usar para representar restricciones en la operación de la turbina o de controles ambientales, suministro del agua o restricciones de navegación. | 1.14 m³/s |
| 8) Caudal turbinado máximo (m³/s)-capacidad máxima de turbinamiento. | 11.40 m³/s |
| 9) Factor de regulación para central filo de agua. | 0 |
| 10) Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso. | Ver Anexo 4 |
| 11) Costo Fijo Anual de O&M (U.S. \$/ kW). | 160 U.S.\$/kW |

Se agradece de antemano la diligencia mostrada para con la gestión asociada a lo expuesto.

Atentamente,



Guillermo de Roux García de Paredes
Director Ejecutivo y Representante Legal
Empresa Nacional de Energía, S.A.

Panamá, 01 de noviembre de 2019
EGC 02 -19 CND

Ingeniero
D. Víctor González.
Director
Centro Nacional de Despacho
E. S. D.

CND RECIBIDO
[Signature]
3 DIC 2019 1:50PM

Asunto: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre del año 2020.

Su Ref.: Nota ETE-DCND-GOP-PMP-605-2019

Estimado Ing. González:

En relación con su requerimiento de la información actualizada que se describe en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación y de registros de irradiación solar del proyecto representado por ENERGY GREEN CORPORATION., S.A., le hacemos las siguientes observaciones:

1. ENERGY GREEN CORPORATION., S.A representa un proyecto solar.

| Parque Solar | Potencia | Fecha Prevista de Inicio de Operación Comercial |
|--------------|----------|---|
| Las Lajas | 30 MW | 01/01/2021 |

2. Se adjunta a esta nota la información solicitada en el artículo NII.3.6.
3. Se adjunta a esta nota USB con los registros de radiación solar.

Esperamos que con esta información hayamos atendido adecuadamente su requerimiento y nos ponemos a su disposición para cualquier información adicional o aclaración que precisen.

Atentamente,



Ing. Rafael Pérez-Pire Angulo
Presidente ENERGY GREEN CORPORATION., S.A.
E-mail: rppa@uep-renovables.com

Adjuntos: USB datos de Radiación y Producción



EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED

CND RECIBIDO
[Signature]
22 NOV 2019 8:15AM

David, 20 de noviembre de 2019

EPR-DAV-268- 2019

Señor
Víctor González
Director del Centro Nacional de Despacho

Referencia: Nota ETE-DCND-GOP-PMP-608-2019

Estimado Ingeniero:

Con relación al tema en referencia se le informa que la Empresa Propietaria de la Red (EPR) no tiene proyectado cambios en su red de transmisión eléctrica en el escenario de los próximos cinco años.

Agradeciendo su oportuna gestión y sin más que agregar.

Atentamente,

Ing. Ana G. Che
EPR-Panamá

BDT-EXT-CHBDT-19-0068-ETESA-112719

Panamá, 29 de noviembre de 2019

 Ingeniero
 Víctor A. Gonzalez
 Director
 Centro Nacional de Despacho
 E.S.D.

CND RECIBIDO



4 DIC 2019 10:12AM

Asunto: Respuesta a Notificación ETE-DCND-GOP-PMP-604-2019.

Estimado Ing. Gonzalez

Se extiende un cordial saludo y deseos de que el éxito acompañe sus actividades profesionales y personales.

Mediante la presente notificación Empresa Nacional de Energía S.A. (EMNADESA), hace entrega formal de dos ejemplares a la notificación **ETE-DCND-GOP-PMP-604-2019**, referente a la **Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de año 2020**; en específico, para el Proyecto Hidroeléctrico Bajos del Totuma desarrollado por parte de Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A. (HBDT). Para tal efecto, en la **Tabla 1** se expone la información requerida por medio del Reglamento de Operación, Tomo V, Capítulo III, Artículo NES 3.2.

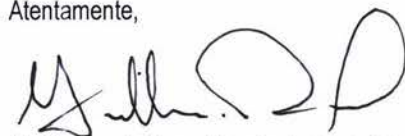
Tabla 1- Información asociada al Artículo NES 3.2 del Reglamento de Operación para el Proyecto Hidroeléctrico Bajos del Totuma

| Reglamento de Operación Tomo V Normas para la Expansión del Sistema Capítulo III Información Requerida para Estudios de Generación | |
|--|---|
| Artículo: NES.3.2 En el caso de generadores hidráulicos, se deberá proporcionar la siguiente información: | |
| a) Datos de Identificación del Proyecto | Observaciones/Comentarios |
| 1) Nombre de la Planta. | Central Hidroeléctrica Bajos del Totuma |
| 2) Tipo de Planta: Filo de agua / Embalse | Filo de agua |
| 3) Capacidad Instalada (MW). | 6.3 MW |
| 4) Energía Promedio anual (GWh/año). | 24 GWh/año |
| 5) Potencia (MW) y energía firme (GWh). | 2.04 MW / 13.78 GWh |
| 6) Fecha de entrada de operación (mes, año). | Octubre 2018 |
| b) Datos de Topología | Observaciones/Comentarios |
| 1) Aporte Hidrológico. | Río Colorado |
| 2) Descarga. | Río Colorado |
| 3) Vertimiento. | Vertedero central |
| 4) Proyectos aguas arriba. | Ninguno |
| 5) Proyectos aguas abajo. | N/A |

| | |
|--|----------------------------------|
| 6) Ubicación esquemática (Diagrama). | Ver Anexo 1 |
| c) Base Histórica de Caudales | Observaciones/Comentarios |
| 1) Caudales medios mensuales en cada estación, en archivo digital tipo hoja de cálculo. Este archivo debe contener toda la información disponible. | Ver Anexo 2 |
| d) Características Operacionales | Observaciones/Comentarios |
| 1) Cota mínima y máxima de operación nivel medio del mar (msnm). | 1511.45 y 1512.02 msnm |
| 2) Cota de descarga en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 1253.20 msnm |
| 3) Caída Neta en metros (m). | 243 m |
| 4) Caída Bruta en metros (m). | 254 m |
| 5) Pérdidas Hidráulicas medias en las conducciones en metros (m). | 11 m |
| 6) Caudal de Diseño en metros cúbicos por segundo (m³/s). | Máximo 3 m³/s y Mínimo 0.6 m³/s |
| 7) Caudal Ecológico en metros cúbicos por segundo (m³/s). | 0.215 m³/s |
| 8) Días de mantenimiento al año. | 15 días |
| e) Información de las Unidades de Generación | Observaciones/Comentarios |
| 1) Número de unidades de Generación. | 1 |
| 2) Potencia por unidad (MW). | U ₁ =6.3 MW |
| 3) Curvas de eficiencia Turbina-Generador en (p.u.). | Ver Anexo 3 |
| 4) Tasa de salidas forzadas en (p.u.). | n.a. |
| 5) Tasa de salidas programadas en (p.u.). | n.a. |
| 6) Porcentaje de Sobrecarga | n.a. |
| f) Características del Embalse (Cámara de Carga) | Observaciones/Comentarios |
| 1) Cota máxima en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 1512.05 msnm |
| 2) Cota mínima en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 1511.05 msnm |
| 3) Tabla Cota-Área-Volumen del embalse. (Tabla de 5 ó más puntos, incluir mínimos y máximos y las curvas correspondientes). | n.a. (Toma tipo Tirolesa) |
| a) Cota: en metros sobre nivel medio del mar (msnm). | 1512.05 msnm |
| b) Área: en Kilómetros cuadrados (km²). | 2.08 x 10 ⁻⁴ |
| c) Volumen: en (10 ⁶ m³). | 124.80 m³ |
| g) Otros Datos | Observaciones/Comentarios |
| 1) Tabla con datos de coeficientes de producción (MW/m³/seg) por cada nivel de almacenamiento definido en la tabla Cota-Área-Volumen del embalse. | 1.91 MW/m³/seg |
| 2) Caudal turbinado mínimo (m³/s) a usar para representar restricciones en la operación de la turbina o de controles ambientales, suministro del agua o restricciones de navegación. | 0.6 m³/s |
| 3) Caudal turbinado máximo (m³/s)-capacidad máxima de turbinamiento. | 3.00 m³/s |
| 4) Factor de regulación para central filo de agua. | n.a. |
| 5) Costo de inversión del proyecto y programa de desembolso. | 23 Millones |
| 6) Costo Fijo Anual de O&M (U.S. \$/ kW). | 68.25 U.S.\$/kW |

Quedamos atentos ante cualquier consulta o comentario al respecto.

Atentamente,



Guillermo de Roux García de Paredes
Director Ejecutivo y Representante Legal
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.

Panamá, 29 de noviembre de 2019

Señor
Víctor González
Director del Centro Nacional de Despacho

ETE-DCND-GOP-PMP-603-2019

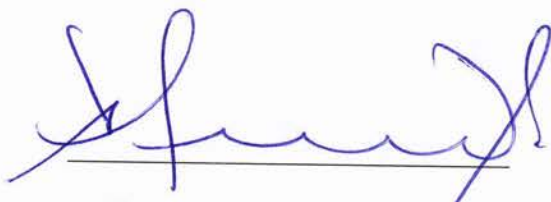
Referencia: *Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.*

Respetado señor González:

En relación a la carta de fecha 8 de noviembre de 2019 con referencia **ETE-DCND-GOP-PMP-603-2019**, le remito un USB con la información requerida en relación a los registros de velocidad de viento de los Parques El Tesoro, Escudero y Viento Sur.

Quedamos a la orden para cualquier consulta u observación al respecto.

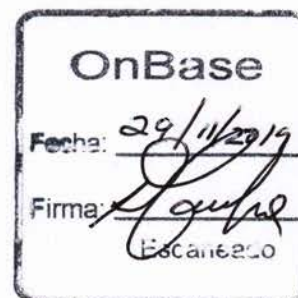
HELIUM ENERGY PANAMA, S.A.



Por PATTON, MORENO & ASVAT
Apoderados Generales
Nadya K. Price



DCND-REGISTRO
29/11/2019 1:25PM



ORIGINAL



Panamá, 01 de noviembre de 2019
LEIC 02 -19 CND

Ingeniero
D. Víctor González.
Director
Centro Nacional de Despacho
E. S. D.

CND RECIBIDO
[Signature]
3 DIC 2019 1:48PM

Asunto: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre del año 2020.

Su Ref.: Nota ETE-DCND-GOP-PMP-605-2019

Estimado Ing. González:

En relación con su requerimiento de la información actualizada que se describe en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación y de registros de irradiación solar del proyecto representado por LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A., le hacemos las siguientes observaciones:

1. LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A representa un proyecto solar.

| Parque Solar | Potencia | Fecha Prevista de Inicio de Operación Comercial |
|--------------|----------|---|
| Agua Fría | 10 MW | 01/01/2021 |

2. Se adjunta a esta nota la información solicitada en el artículo NII.3.6.
3. Se adjunta a esta nota USB con los registros de radiación solar.

Esperamos que con esta información hayamos atendido adecuadamente su requerimiento y nos ponemos a su disposición para cualquier información adicional o aclaración que precisen.

Atentamente,

Ing. Rafael Pérez Pire Angulo
Presidente LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.
E-mail: rppa@uep-renovables.com

Adjuntos: USB datos de Radiación y Producción

Panamá, 22 de noviembre de 2019
PPC 036-19 CND

Ingeniero
Victor González
Director del Centro Nacional de Despacho
Centro Nacional de Despacho (CND)
E. S. D.

Asunto: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Estimado Ing. González:

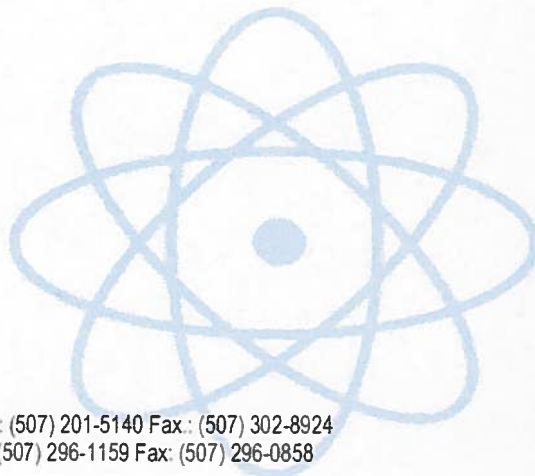
En atención a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, publicada en el sitio web del CND, mediante la cual solicita la información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre del año 2020, se le informa que Pedregal Power Company, S. de R.L. no tiene contemplado realizar modificaciones a su sistema eléctrico que afecten o puedan afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años.

No obstante, según lo indicado por el CND en la nota antes citada adjuntamos el archivo "info_ro_termos" con la información solicitada.

Atentamente,



Jamilette Guerrero
Gerente General
Pedregal Power Co.
jamilette.guerrero@pedregalpower.com





Panamá, 29 de noviembre de 2019

Ingeniero
Victor González
Director del Centro Nacional de Despacho
E. S. D.

SDF-GCM-061-19

Estimado Ingeniero González:

En atención a lo establecido en el numeral NII.3.1 del Capítulo III "Información Periódica para el Despacho", contenido en el Tomo IV de "Normas para el Intercambio de Información", del Reglamento de Operación, tenemos a bien indicarle, que la Central Hidroeléctrica Los Planetas I y Los Planetas II no tiene contemplados modificaciones en su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN, por los próximos cinco (5) años, que incida en la disponibilidad de las unidades de generación.

Sin más sobre el particular quedo de Usted,

Atentamente,

Ing. Alfonso Chin Castillo
Saltos del Francolí, S.A.

Adj.: lo indicado



Panamá, 27 de noviembre de 2019

2 DIC 2019 1:49PM

Mc
CND RECIBIDO

Ingeniero
Victor González
Director del Centro Nacional de Despacho
E. S. D.

SDF-GCM-060-19

Estimado Ingeniero González:

Por medio de la presente damos respuesta a la nota ETE-DCND-GOP-PMP-604-2019 de 8 de noviembre de 2019, referente a la Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020, donde suministramos la información actualizada de la empresa Saltos del Francolí, S.A. (de las centrales hidroeléctricas Los Planetas I y Los Planetas II

Sin más sobre el particular quedo de Usted,

Atentamente,

Ing. Alfonso Chin Castillo
Saltos del Francolí, S.A.

Adj.: lo indicado

Panamá, 29 de Noviembre de 2019.
UEPIII 02-19 CND

2 DIC 2019 10:01AM

Ingeniero
D. Víctor González.
Director
Centro Nacional de Despacho
E. S. D.



CND RECIBIDO

Asunto: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre del año 2020.

Su Ref.: Nota ETE-DCND-GOP-PMP-603-2019

Estimado Ing. González:

En relación con su requerimiento de la información actualizada que se describe en el artículo NES.3.4 del Reglamento de Operación y de datos históricos de velocidad de viento de los proyectos representados por UNION EOLICA PANAMEÑA, S.A., le hacemos las siguientes observaciones:

1. UNION EOLICA PANAMEÑA, S.A representa dos proyectos de parques eólicos con Licencia Definitiva de Generación.

| Parque Eólico | Potencia | Fecha Prevista de Inicio de Operación Comercial |
|-----------------------|----------|---|
| Portobelo Etapa 2 | 17.25 MW | 01/01/2022 |
| Nuevo Chagres Etapa 2 | 51.75 MW | 01/01/2022 |

2. Se adjunta a esta nota la información solicitada en el artículo NES.3.4.
3. Se adjunta a esta nota USB con los datos históricos de velocidad de viento solicitados

Esperamos que con esta información hayamos atendido adecuadamente su requerimiento y nos ponemos a su disposición para cualquier información adicional o aclaración que precisen.

Sin otro particular, le reiteramos nuestro más profundo respeto a la entidad y al despacho que dignamente Usted representa.

Atentamente,



Ing. Rafael Pérez-Pire Angulo
Director General de UNIÓN EÓLICA PANAMEÑA, S.A..
E-mail: rppa@uep-renovables.com



GENERADORA ALTO VALLE, S.A.

Capital Plaza, Avenida Paseo del Mar, Costa del Este, Piso 12
Panamá, Rep. de Panamá

Tel. 306-7800

Fax 306-7804

15 de noviembre de 2019

CND RECIBIDO

15 NOV 2019 2:49PM

Ing. Víctor González
Director
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
Ciudad.

Estimado Ing. González:

Atendiendo la nota *ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019*, le informamos que Generadora Alto Valle no tiene planes que puedan afectar la operación del SIN en los próximos 5 años.

Se adjunta cd con la información solicitada.

Atentamente,

GENERADORA ALTO VALLE, S.A.

Patrick Kelly
Representante Legal



CALDERA ENERGY CORP.

Ave. Samuel Lewis, Torre Banistmo, Piso No.11
Apartado 0816-00290 Panamá, Rep. de Panamá

Teléfono: (507) 305-1350 Fax: (507) 305-1363

Panamá, 19 de noviembre del 2019
Nº/Ref.: CE-MENDRE-C19-11-123

CND RECIBIDO

20 NOV 2019 2:43PM

Señor
Victor González
Director
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)
Ciudad

Estimado señor Director:

En atención a la Nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, en los cual nos solicitan información para el Planeamiento Operativo que corresponde al primer semestre del 2020, tengo a bien informarle que en el horizonte de los próximos cinco años se tiene planificado el aumento definitivo de la cota de la Presa Mendre a 309.74 m.s.n.m. según lo aprobado en Resolución DEIA No. IAM-043-2019 del 17 de octubre de 2019 del Ministerio de Ambiente, sólo a la espera de la aprobación de la ASEP, esto asociado directamente a la disponibilidad de las unidades de generación.

Adicional se prevé que durante los períodos en época de verano se ejecutarán los Mantenimientos Mayores, por lo cual las unidades estarán indisponibles. Esta información se refleja en los cronogramas de mantenimiento mayor, que Caldera Energy Corp., proporciona anualmente a ETESA y CND, junto a la justificación de las actividades a realizar.

Se incluye junto con esta nota el Formulario "info_ro_hidros", junto con sus respectivos anexos en un CD.

Sin más por el momento,

Atentamente,

CALDERA ENERGY CORP.

Ing. Juan Ramon Brenes
Presidente

JRB/pmg

La
energía
que
quieres



15 NOV 2019 11:07AM
[Signature]
CND RECTIFICADO

ALTERNEGY-CME-097-2019

REF: Estudio de Planeamiento operativo I Semestre de 2020.

15 de noviembre de 2019

Ingeniero

Víctor A. González A.

Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad

Estimado ingeniero González:

Tenemos a bien informarle que para los próximos cinco (5) años, la única modificación que se contempla al sistema eléctrico es la conexión de la Planta Solar Prudencia en la Sub-Estación El Valle a través del devanado secundario (13.8 KV) del transformador de la central hidroeléctrica Prudencia, tal como fue informado en la nota AL-100-2019 del 05 de septiembre de 2019 que se adjunta. Para el resto de nuestras plantas y subestaciones (Lorena) no tenemos contempladas modificaciones al sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la disponibilidad de las unidades de generación de la central y/o la operación del SIN.

Atentamente,

[Signature]
Luis Carlos Sandoval

Soporte de Proyectos y Mercados Eléctricos

E.A.D.R.

Panamá, 05 de septiembre de 2019
AL-100-2019

Doctor

Armando Alonso Fuentes Rodríguez

Administrador General de la
Autoridad Nacional de los
Servicios Públicos (ASEP).

E. S. D.



ASEP RECEP, 6 SEP 19 AM 9:45

Asunto: Estado del Proyecto Solar Fotovoltaico Celsia Solar Prudencia

Respetado Administrador General:

Por medio de la presente, le presentamos el estado actual de los avances del proyecto Parque Solar Prudencia:

- 1- El 17 de febrero de 2017, mediante Resolución AN No.10956- Elec la Asep otorga Licencia Provisional a la empresa Celsolar S.A., para la construcción y explotación de una planta de generación fotovoltaica denominada Parque Solar Prudencia, con una capacidad instalada de 20 MW ac (25MWp).
- 2- El 26 de julio de 2017 el Ministerio de Ambiente aprobó el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto, mediante resolución IA-125-2017. Este Estudio de Impacto Ambiental se elaboró para un proyecto con capacidad de 20 MWac.
- 3- El 20 de agosto de 2018, Celsolar S.A., mediante memorial, solicita a la Asep, modificación a la licencia provisional de generación solar de 25MWp a 10.58MWp, con la finalidad de viabilizar la ejecución del Proyecto y entre otros documentos se adjunta un cronograma de desarrollo del proyecto.
- 4- El 30 de noviembre de 2018, dada la modificación solicitada a la licencia provisional de generación a la ASEP, antes referida y a fin de viabilizar el proyecto bajo las condiciones vigentes en el mercado eléctrico panameño, Celsolar S.A, solicitó al Ministerio de Ambiente la modificación del Estudio de Impacto Ambiental aprobado. Dicha modificación consiste en el desarrollo del proyecto solar en dos (2) fases, siendo la primera etapa con una capacidad de 10.58 Mwp, lo anterior, con la finalidad de hacer factible la ejecución del proyecto con el Estudio de Impacto Ambiental ya aprobado mediante resolución IA-125-2017.
- 5- El 07 de febrero de 2019, mediante Resolución AN No. 13113 Elec, la Asep otorga licencia definitiva a la empresa Celsolar S.A., para la construcción y explotación de una planta de generación fotovoltaica denominada Parque Solar Prudencia.
- 6- Mediante nota ALT-CEL-002-2019 del 26 de marzo 2019, Celsolar S.A, remite a la Asep fianza de construcción por un monto del 10% de la inversión necesaria para la nueva planta a instalar.
- 7- El 17 de mayo de 2019, mediante resolución DEIA-IAM-018-2019, el Ministerio de Ambiente aprobó la solicitud de modificación del Estudio de Impacto Ambiental (Resolución IA-125-2017) del proyecto Parque Solar Prudencia.

Que tal como se observa en el punto cinco (5) antes referido, el 07 de febrero de 2019, es aprobada la licencia definitiva para la construcción del Proyecto, considerando la ejecución del mismo conforme al cronograma inicialmente propuesto por nuestra empresa el 20 de agosto de 2018, cuando se presenta la

solicitud de modificación de la Licencia Provisional del proyecto; dicho cronograma contemplaba entre otros aspectos el inicio de construcción para el 27 de noviembre de 2018. Sin embargo, siendo que, para la realización de este hito, se requería que fuese aprobada la licencia definitiva, la cual efectivamente se dio en febrero 2019 mediante resolución No. AN No. 13113 Elec, nuestro cronograma tenía al menos tres (3) meses de desfase entre la fecha propuesta y la fecha efectiva para que se iniciase la construcción del proyecto.

Aunado a lo anterior, la modificación el EIA del Proyecto solicitada por nuestra empresa, a la cual nos referimos en el punto cuatro (4) antes indicado, no fue aprobada sino hasta el 17 de mayo de 2019, este aspecto igualmente requerido para el inicio de las labores correspondientes.

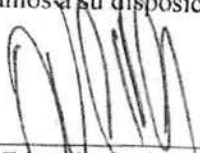
Que adicional a lo antes mencionado, en base a las modificaciones solicitadas a la licencia y al EIA en relación con la capacidad del Proyecto, de acuerdo con los términos de referencia/especificaciones técnicas actuales, nuestra empresa ha llevado a cabo el proceso interno de contratación/renegociación y adjudicación de la empresa que realizará la construcción del proyecto, proceso que se encuentra aún en etapa negociación.

En virtud de todo lo anterior, se ha visto retrasada la ejecución del proyecto, a razón de los hitos del cronograma inicialmente establecido por nuestra empresa y que fuera aprobado mediante Resolución AN No. 13113 Elec del 07 de febrero de 2019, en la cual se otorga la licencia definitiva.

Es por ello que, solicitamos prorrogar/extender el término para la ejecución del proyecto y presentamos para su consideración, el cronograma actualizado con nuestro mejor estimado para la realización del mismo:

| Nombre de la Tarea | Inicio | Fin |
|--|-----------|-----------|
| Cierre financiero | 1-oct-19 | 1-dic-19 |
| Ingeniería de Detalle | 1-dic-19 | 15-mar-20 |
| Obras Civiles Suministro e Instalacion | 11-ene-20 | 15-jun-20 |
| Estructura (Fabricación, envío, instalación) | 30-ene-20 | 30-may-20 |
| Módulos (Fabricación, envío, instalación) | 20-ene-20 | 5-jun-20 |
| Centro de Inversores (Fabricación, envío, instalación) | 15-ene-20 | 15-jun-20 |
| Sistema de Distribución (Cableado AC y DC) | 25-may-20 | 1-jul-20 |
| Monitorización y Sistema de Seguridad | 18-may-20 | 1-jul-20 |
| Finalización del Montaje | 15-jun-20 | 31-jul-20 |
| Pruebas y Puesta en Marcha | 25-jul-20 | 31-ago-20 |
| Inicio de Construcción | 11-ene-20 | |
| Terminación de Construcción | 31-ago-20 | |
| Operación Comercial | 8-sep-20 | |

Quedamos a su disposición para las aclaraciones que considere necesarias.


Javier Eduardo Gutiérrez A.
Representante Legal



CECA-CME-046-2019

REF: Informe de Planeamiento Operativo I Semestre 2020.

14 de noviembre de 2019

Ingeniero
Víctor A. González A.
Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad

Estimado ingeniero González:

Tenemos a bien informarle que para los próximos cinco (5) años, no tenemos contempladas modificaciones al sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la disponibilidad de las unidades de generación de la central y/o la operación del SIN.

Atentamente,



Luis Carlos Sandoval
Líder de Soporte de Proyectos y Mercados Eléctricos



ELECTROGENERADORA DEL ISTMO, S.A.

Avenida Samuel Lewis, Torre HSBC, Piso 11
Apartado 0816-00290 Panamá, Rep. de Panamá

Tel.: (507) 305-1350 Fax: (507) 305-1363

Panamá, 19 de noviembre del 2019
N°/Ref.: EGI-MENDRE2-C19-11-076

CND RECIBIDO

20 NOV 2019 2:44PM

Señor
Victor González
Director
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)
Ciudad

Estimado señor Director:

En atención a la Nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, en los cual nos solicitan información para el Planeamiento Operativo que corresponde al primer semestre del 2020, tengo a bien informarle que en el horizonte de los próximos cinco años no se tiene planificado realizar modificaciones o mejoras mayores en la Central Hidroeléctrica Mendre que impacten al Sistema Eléctrico Nacional (SIN), asociado a la disponibilidad de las unidades de generación.

Lo que si se prevé es que durante los períodos en época de verano, efectuaremos los Mantenimiento Mayores, por lo cual las unidades estarán indisponibles. Esta información se refleja en los cronogramas de mantenimiento mayor, que Electrogenadora del Istmo, S.A. proporciona anualmente a ETESA y CND, junto a la justificación de las actividades a realizar.

Se incluye junto con esta nota el Formulario "info_ro_hidros", junto con sus respectivos anexos en un CD.

Sin más por el momento,

Atentamente,

ELECTROGENERADORA DEL ISTMO, S.A.

Ing. Juan Ramon Brenes
Presidente

JRB/pmg



GENERADORA RIO CHICO, S.A.

Capital Plaza, Avenida Paseo del Mar, Costa del Este, Piso 12
Panamá, Rep. de Panamá

Tel. 306-7800

Fax 306-7804

15 de noviembre de 2019

15 NOV 2019 2:48PM

CND RECIBIDO

Ing. Víctor González
Director
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
Ciudad.

Estimado Ing. González:

Atendiendo la nota *ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019*, le informamos que Generadora Rio Chico tiene los siguientes planes en los próximos 5 años:

1. Ingreso de una unidad pequeña de verano en la Casa de Máquinas de Pedregalito 2, de 663kW de potencia para el mes de Agosto del 2021. Este proyecto está en fase de estudios de factibilidad.

Se adjunta cd con la información solicitada.

Atentamente,

GENERADORA RIO CHICO, S.A.

Patrick Kelly
Representante Legal



Edificio Business Park, Torre V,
Piso 11, Paseo Ave. La Rotonda,
Costa del Este, Parque Lefevre,
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
Tel. Pmá.: (507) 206 2600

AES-DC-350-19

Panamá, 15 de noviembre de 2019

Ingeniero

Victor González

Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad

18 NOV 2019 9:50AM

CND RECIBIDO

Asunto: Información para el Informe de Planeamiento Operativo - I Semestre 2020.

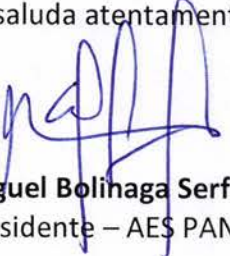
Estimado Ingeniero González:

En atención a su solicitud de información requerida mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, para el Informe del Planeamiento Operativo del Primer Semestre de 2020, tenemos a bien indicarle que en estos momentos no se prevén modificaciones al sistema eléctrico de las Centrales Hidroeléctricas: Bayano, La Estrella, Los Valles y Estí; así como tampoco en la Central Térmica Barcaza Estrella de Mar I.

Por lo anterior, no se prevé afectación en la operación del SIN, ni incidencia alguna en la disponibilidad de las unidades de generación de dichas centrales, a los ya informados en la programación de Mantenimientos Mayores 2020-2021.

Sin otro en particular, quedamos de usted.

Le saluda atentamente,



Miguel Bolinaga Serfaty
Presidente – AES PANAMÁ, S.R.L.



Edificio Business Park, Torre V,
Piso 11, Paseo Ave. La Rotonda,
Costa del Este, Parque Lefevre,
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
Tel. Pmá.: (507) 206 2600

AES-DC-351-19

Panamá, 15 de noviembre de 2019

Ingeniero

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad

18 NOV 2019 9:50AM
[Signature]
CND RECIBIDO

Asunto: Información para el Informe de Planeamiento Operativo - I Semestre 2020.

Estimado Ingeniero González:

En atención a su solicitud de información solicitada mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, para el Informe del Planeamiento Operativo del Primer Semestre de 2020, tenemos a bien indicarle que en estos momentos no se prevén modificaciones al sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica Changuinola I, que afecte o pueda afectar la operación del SIN, o que incidan en la disponibilidad de las unidades de generación de dicha central.

Sin otro en particular, quedamos de usted.

Le saluda atentamente,

[Signature]
Miguel Bolinaga Serfaty
Presidente – AES CHANGUINOLA, S.R.L.



Edificio Business Park, Torre V
Piso 11, Paseo
Ave. La Rotonda, Costa del Este
Parque Lefevre,
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
Tel. Pmá.: 507 206 2600

AES-DC-352-19

Panamá, 15 de noviembre de 2019

Ingeniero

Victor González

Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad

18 NOV 2019 9:50AM

CND RECIBIDO

Asunto: Información para el Informe de Planeamiento Operativo - I Semestre 2020.

Estimado Ingeniero González:

En atención a su solicitud de información solicitada mediante nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, para el Informe del Planeamiento Operativo del Primer Semestre de 2020, tenemos a bien indicarle que en estos momentos no se prevén modificaciones al sistema eléctrico de la Central Termoeléctrica de Generación Costa Norte, que afecte o pueda afectar la operación del SIN, o que incidan en la disponibilidad de las unidades de generación de dicha central.

Cabe destacar, que la implementación de Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida de Generación (EDCxPG) en la central Costa Norte se espera esté implementado durante el año 2019. Adicional, nos encontramos en etapa de pre-factibilidad de la implementación de un Sistema de Almacenamiento de Energía basado en baterías (SAE_b) que posteriormente se confirmará más detalles en caso de implementarse.

Sin otro en particular, quedamos de usted.

Le saluda atentamente,


Miguel Bolinaga Serfaty

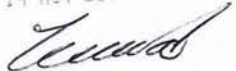
Presidente - GAS NATURAL ATLÁNTICO, S. DE R.L.

BLM-CME-076-2019

REF.: Informe de Planeamiento Operativo I Semestre 2020.

14 de noviembre de 2019

Ingeniero
Víctor A. González A.
Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad


14 NOV 2019 2:38PM


CND RECIBIDO

Estimado ingeniero González:

Tenemos a bien informarle que para los próximos cinco (5) años, no tenemos contempladas modificaciones al sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la disponibilidad de las unidades de generación de la central y/o la operación del SIN.

Atentamente,



Luis Carlos Sandoval

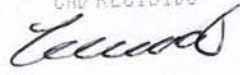
Líder de Soporte de Proyectos y Mercados Eléctricos

BONTEX-CME-018-2019

REF: Informe de Planeamiento Operativo I Semestre 2020.

14 de noviembre de 2019

Ingeniero
Víctor A. González A.
Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad

CHD RECIBIDO

14 NOV 2019 2:38PM

Estimado ingeniero González:

Tenemos a bien informarle que para los próximos cinco (5) años, no tenemos contempladas modificaciones al sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la disponibilidad de las unidades de generación de la central y/o la operación del SIN.

Atentamente,



Luis Carlos Sandoval
Líder Soporte de Proyectos y Mercados Eléctricos

La
energía
que
quieres



DIVISASOLAR-CME-014-2019

REF: Informe de Planeamiento Operativo I Semestre 2020.

14 de noviembre de 2019 CND RECIBIDO

Ingeniero
Víctor A. González A.
Director del Centro Nacional de Despacho
Ciudad

14 NOV 2019 2:38PM

Estimado ingeniero González:

Tenemos a bien informarle que para los próximos cinco (5) años, no tenemos contempladas modificaciones al sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la disponibilidad de las unidades de generación de la central y/o la operación del SIN.

Atentamente,

Luis Carlos Sandoval
Líder de Soporte de Proyectos y Mercados Eléctricos

MEMORANDO**ETE-DI-GPL-029-2019**

24 OCT 2019 7:01AM

PARA: Ing. Victor González – Director del Centro Nacional de Despacho

DE: Ing. Dickson E. Rodríguez B., Director de Ingeniería

ASUNTO: Información requerida para el Informe de Planeamiento Operativo correspondiente al primer semestre de 2020

FECHA: 22 de octubre de 2019

Hacemos referencia a su MEMORANDO ETE-DCND-GOP-075-2019, con fecha 11 de octubre de 2019, mediante la cual solicita información referente a los proyectos de expansión de la transmisión para la elaboración del Informe de Planeamiento Operativo correspondiente al primer semestre del 2020.

Le informamos que por el momento no se ha cambiado la configuración de los proyectos, por lo tanto, se deben utilizar los parámetros de líneas y transformadores informados con anterioridad.

A continuación, se muestra un listado de los proyectos que se encuentran en el periodo de los próximos 5 años 2020-2024:

| No | DESCRIPCIÓN | FECHA |
|----|---|------------|
| 1 | REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA | 09/30/2019 |
| 2 | REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA | 09/30/2019 |
| 3 | AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV | 12/31/2019 |
| 4 | ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV | 03/31/2020 |
| 5 | ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV | 03/31/2020 |
| 6 | ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV | 04/30/2020 |
| 7 | ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV | 04/30/2020 |
| 8 | AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC | 04/30/2020 |
| 9 | ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV | 05/31/2020 |
| 10 | ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV | 05/31/2020 |
| 11 | ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV | 05/31/2020 |
| 12 | SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR | 06/30/2020 |
| 13 | REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA | 06/30/2020 |
| 14 | SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR | 06/30/2020 |

OnBase

Fecha: 24-10-2019

Firma: 

CND RECIBIDO

| No | DESCRIPCIÓN | FECHA |
|----|---|------------|
| 15 | REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA | 06/30/2020 |
| 16 | REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA | 06/30/2020 |
| 17 | REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA | 06/30/2020 |
| 18 | NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ | 12/31/2020 |
| 19 | REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA | 03/31/2021 |
| 20 | REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA | 05/31/2021 |
| 21 | NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV | 06/30/2021 |
| 22 | AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV | 07/31/2021 |
| 23 | LINEA PAN II - CHEPO 230 KV Y S/E CHEPO 230 KV | 08/31/2021 |
| | NUEVA S/E CHEPO 230 KV | 08/31/2021 |
| 24 | NUEVO SUBTERRANEO DE 34.5 KV DEL T1 DE LA SUBESTACIÓN LLANO SÁNCHEZ | 10/31/2021 |
| 25 | SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV | 10/31/2021 |
| 26 | ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA | 11/30/2021 |
| 27 | NUEVA S/E SABANITAS 230 KV | 11/30/2021 |
| 28 | ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR CHORRERA 230 KV 1x30 MVAR | 01/31/2022 |
| 29 | AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS 230 KV | 06/30/2022 |
| 30 | ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV 2x30 MVAR | 07/31/2022 |
| 31 | ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV | 07/31/2022 |
| 32 | SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV | 08/31/2022 |
| 33 | LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV | 08/31/2022 |
| 34 | LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV | 02/28/2023 |
| 35 | AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLS - EHI 230 KV | 04/30/2023 |
| 36 | LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV | 07/31/2024 |
| 37 | AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EHI - PAN 230 KV | 03/31/2024 |

Todos estos proyectos forman parte del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019, entregado a la ASEP el 18 de octubre del presente año.


Dickson E. Rodríguez B.


DAP / mer



ETESA

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

MEMORANDO

ETE-DCND-GOP-075-2019

PARA: Ing. Oscar Rendoll – Director de Ingeniería a.i.

DE: Ing. Víctor González– Director del Centro Nacional de Despacho

ASUNTO: Información requerida para el Informe de Planeamiento Operativo correspondiente al primer semestre de 2020

FECHA: 11 de octubre de 2019

Como parte de las responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) contempladas en el Reglamento de Operación tiene establecida la realización de la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el Tomo II, Capítulo I denominado Manual de Operación y Mantenimiento, Política de Operación. De acuerdo a lo establecido en el artículo NII.3.6 del Reglamento de Operación, semestralmente se realizará la programación de la operación a mediano y largo plazo; por lo tanto, corresponde para el 31 de diciembre de 2019 la realización del Informe de Planeamiento Operativo 2020.

Haciendo referencia al artículo NII.3.1 del Capítulo III “Información Periódica para el Despacho”, incluido en el Tomo IV “Normas para el Intercambio de Información”, que en su lectura establece lo siguiente:

“Los agentes tienen el compromiso de suministrar el CND en “tiempo y forma”, como indique el CND, información fidedigna para realizar una correcta programación de la operación.”

En virtud de lo anterior, requerimos la información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años, dentro de la cual deberá incluir las modificaciones a su red que incidan en la operación del SIN.

Atentamente,

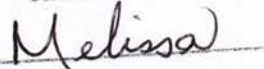


Víctor González
Director del Centro Nacional de Despacho



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Gerencia de Diseño

Recibido: 

Fecha: 11-10-19 Hora: 3:05p
S/A

Copia: Ing. Daniel Pereira – Gerente de Planeamiento, ETESA.

BNC
11/10/19

CAB
11/10/2019



GENERADORA PEDREGALITO, S.A.

Capital Plaza, Avenida Paseo del Mar, Costa del Este, Piso 12
Panamá, Rep. de Panamá

Tel. 306-7800

Fax 306-7804

15 de noviembre de 2019

CND RECIBIDO

15 NOV 2019 2:49PM

Ing. Víctor González
Director
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
Ciudad.

Estimado Ing. González:

Atendiendo la nota *ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019*, le informamos que Generadora Pedregalito tiene los siguientes planes en los próximos 5 años:

1. Ingreso de una minihidro a pie de presa de 320kW de potencia. Esta unidad está lista y se está a la espera de los permisos correspondientes por parte de las autoridades correspondientes.
2. Ingreso de una unidad pequeña de verano en la Casa de Máquinas de Pedregalito 1, de 906kW de potencia para el mes de Agosto del 2021. Este proyecto está en fase de estudios de factibilidad.

Se adjunta cd con la información solicitada.

Atentamente,

GENERADORA PEDREGALITO, S.A.

Patrick Kelly
Representante Legal



HYDRO CAISÁN, S.A.

Capital Plaza, Avenida Paseo del Mar, Costa del Este, Piso 12
Panamá, Rep. de Panamá

Tel. 306-7800

Fax 306-7804

15 de noviembre de 2019

CND RECIBIDO

15 NOV 2019 2:50PM

Ing. Víctor González
Director
CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
Ciudad.

Estimado Ing. González:

Atendiendo la nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, le informamos que Hydro Caisán tiene los siguientes planes en los próximos 5 años:

1. Ingreso de una minihidro a pie de presa de 1111Kw para turbinar el caudal ecológico.
Este proyecto se encuentra en fase de factibilidad y diseño.

Se adjunta cd con la información solicitada.

Atentamente,

HYDRO CAISAN, S.A.

Patrick Kelly
Representante Legal

ID-OC-GG-0141-2019

Panamá, 15 de noviembre de 2019.

Ingeniero

Víctor González

Director del Centro Nacional de Despacho

Centro Nacional de Despacho.

E. S. D.

CND RECIBIDO
[Signature]
18 NOV 2019 10:16AM

**Asunto: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo
correspondiente al primer semestre de 2020.**

Estimado ingeniero González:

En respuesta a la nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 del 7 de noviembre de 2019, en donde nos solicita información de cambios del sistema eléctrico que afecte o puedan afectar la disponibilidad de las unidades de generación de las Centrales Hidroeléctricas de Bajo de Mina y Baitún, le informamos que Ideal Panamá, S.A. no ha realizado modificaciones a sus sistemas eléctricos ya instalados.

Por otro lado, le anexamos en la presente nota, la información de las unidades de generación en el formato suministrado por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Atentamente,



Carlota Cagigas

Gerente General

E-C

KOI-2019-032

Panamá, 15 de noviembre de 2019


CND RECIBIDO
Eduard
15 NOV 2019 11:11AM

Ingeniero
Víctor González
Director
Centro Nacional de Despacho
Ciudad

Estimado Ing. González:

En respuesta a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-606-2019 mediante la cual solicita información para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020, tenemos a bien indicarle que Kanan Overseas I, Inc. no tiene planeado realizar modificaciones sobre el sistema eléctrico de la C.T. Barcaza La Esperanza. En ese sentido, puede considerar para los estudios de Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los parámetros actuales reportados al CND para las actividades de planeamiento semanal que tengan coincidencia con el periodo de análisis de los próximos cinco (5) años.

Atentamente


Eduardo de la Guardia
Gerente General
Kanan Overseas I, Inc.

Panamá, 11 de noviembre de 2019
SSE-11-2019-151

CND RECIBIDO



18 NOV 2019 11:17AM

Ingeniero
Victor Gonzalez
Centro Nacional de Despacho
E.S.D

Referencia: Solicitud de actualización de datos de planeamiento

Estimado Ingeniero González:

En atención a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-606-2019, donde nos solicita la actualización de los datos del proyecto GTPP, nos complace adjuntar la información solicitada en los archivos anexos.

Atentamente,



Vicepresidente Sinolam Smarter Energy

Adjunto lo indicado.

Panamá, 15 de noviembre de 2019
UEPII 010-19 CND

Ingeniero
Víctor González
Director del Centro Nacional de Despacho
Centro Nacional de Despacho (CND)
E. S. D.

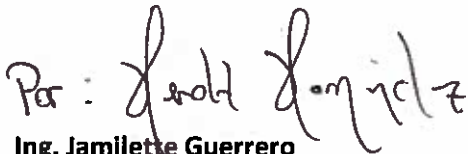
Asunto: Información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Estimado Ingeniero González:

En atención a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, publicada en el sitio web del CND, mediante la cual solicita la información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre del año 2020, se le informa que UEP Penonomé II, S.A. no tiene contemplado realizar modificaciones a su sistema eléctrico que afecten o puedan afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años.

No obstante, según lo indicado por el CND en la nota antes citada adjuntamos el archivo "info_ro_eolica" con la información solicitada.

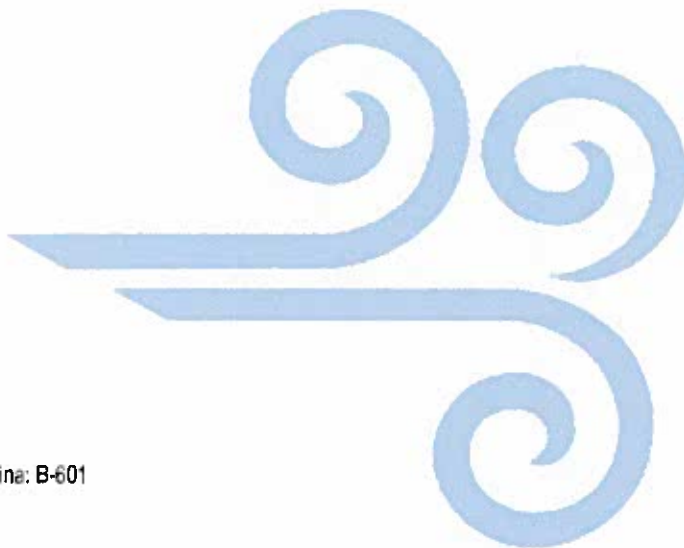
Atentamente,

Por: 

Ing. Jamilette Guerrero
Gerente General

UEP Penonomé II, S.A.

E-mail: jamilette@ieh-panama.com



Jorge Evans

De: Dayra Palma <dpalma@terra-energia.com>
Enviado el: viernes, 15 de noviembre de 2019 6:52 p. m.
Para: Carlos Barretto; Elsie Corrioso; Jorge Evans; Ana Hernández
CC: 'Marvin Jossue Enamorado Maldon'; José Cecilio Cárcamo
Asunto: Nota 092-2019_CND Informe Planeamiento Operativo 2020
Datos adjuntos: Nota 092-2019_CND Informe Planeamiento Operativo 2020.pdf;
info_ro_termos_JINRO.xlsx

Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Buenas Tardes:

Adjunto la nota Jinro No. 092-2019 remitiendo la información solicitada mediante Nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 para el informe de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Saludos,



Dayra Palma
Coordinador Comercial

(507) 834-5880 ext. 2102
dpalma@terra-energia.com

PH BICSA, Ave. Balboa y Aquilino de la Guardia, Piso 30,
Oficina 3010
Panama, Panama

Este correo ha sido analizado por el sistema de protección antivirus.

Jorge Evans

De: Eyleen Espinales <eyleen.espinales@fountain.com.pa>
Enviado el: viernes, 15 de noviembre de 2019 5:47 p. m.
Para: Carlos Barretto; Elsie Corrioso; Ana Hernández; Jorge Evans
CC: Jose Calvo
Asunto: RE: Nuevo informe o estadística publicada - Informe de Planeamiento - FOUNTAIN
Datos adjuntos: info_ro_hidros_CH LA POTRA_Rev_Nov15_2019.xlsx; info_ro_hidros_CH SALSIPUEDES_Rev_Nov15_2019.xlsx; Diagrama unifilar Porton_LAP_SAL.pdf; BF-16-003-OM Info NES32 para La Potra y Salsipuedes.pdf; BF-16-1083-AM-Zz01-IG_Entrega NES43.pdf

Importancia: Alta

Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Buenas tardes.

En atención a la nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 con fecha de 7 de noviembre de 2019, tenemos a bien indicarle que la información antes remitida de nuestra central hidroeléctrica no ha sufrido cambios, según lo comunicado anteriormente mediante las notas BF-16-003-OM y BF-15-1083-AM-Zz01-IG, las cuales se adjuntan en este correo igualmente.

Se adjunta el Formulario “info_ro_hidros”, según lo solicitado en la nota en comentario. De igual forma, se incluye en este correo el link donde podrán encontrar la información referente a nuestro Estudio de Impacto Ambiental y sus Adendas respectivas; el Contrato de Concesión suscrito con la ASEP y la información de los caudales:

<https://www.dropbox.com/sh/gkkqodb67lils85/AACWEcXZw5csdc3wGYWCodQXa?dl=0>

Nos reiteramos a su disposición en caso de requerir alguna otra información adicional.

Favor confirmar de recibido.

Atentamente,
Eyleen Espinales
Gerente Comercial

FOUNTAIN HYDRO POWER CORP.

Calle 50 Plaza Credicorp Bank Panamá – Piso 6 – Oficina 605
www.aguaimara.com

Mobile: +507 6430-7785
Office: +507 308-6456
Email: eyleen.espinales@fountain.com.pa

De: CND <cndweb@etesa.com.pa>
Enviado el: viernes, 8 de noviembre de 2019 2:28 p. m.
Para: Eyleen Espinales <eyleen.espinales@fountain.com.pa>
Asunto: Nuevo informe o estadística publicada - Informe de Planeamiento



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
Unimos Panamá con Energía

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

Estimados Agentes:

En la web del CND se encuentra la nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 relacionada al Informe de Planeamiento Operativo del primer semestre de 2020. Agradecemos la atención que le brinde a esta comunicación.

Tipo de Informe: **Informe de Planeamiento**
Año: **2020**
Archivo: [NOTA ETEDCNDGOPPMP5942019.pdf](#)

Centro Nacional de Despacho - ETESA

Este correo ha sido analizado por el sistema de protección antivirus.

Jorge Evans

De: harold@ieh-panama.com
Enviado el: viernes, 15 de noviembre de 2019 4:49 p. m.
Para: Carlos Barretto; Elsie Corrioso; Jorge Evans; Ana Hernández
CC: Raul Rios; manuel@ieh-panama.com; Carlos Laffaurie
Asunto: Información Requerida para el Estudio de Planeamiento Operativo correspondiente al primer semestre de 2020
Datos adjuntos: UEPII 010 -19 CND - Información requerida para el IPO de 1er Semestre 2020.pdf; info_ro_eolica_UEP Penonomé II.xlsx

Importancia: Alta

Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Buenas tardes damas y caballeros:

En atención a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 en la que el CND solicita a los Agentes del Mercado información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años, con el fin de elaborar el Informe de Planeamiento Operativo correspondiente al I Semestre del año 2020, tenemos a bien adjuntar nuestra nota UEPII 010-19 CND y su adjunto, haciendo entrega de lo requerido para el agente **UEP Penonomé II, S.A.**

Solicitamos respetuosamente nos conceda un plazo hasta el lunes 25 de noviembre para hacer entrega de la información correspondiente a los Agentes **Pedregal Power** y **Tecnisol**, pues no nos será posible cumplir con el tiempo propuesto de entrega del 16 de noviembre.

Esperamos sea acogida nuestra solicitud y quedamos atentos a su respuesta.

Saludos Cordiales / Best Regards,

Ing. Harold A. Hernández R.
Commercial Manager InterEnergy Group Panamá
Tel. (507) 201-5138 | Fax. (507) 302-8924
Edif. Torres de Las Américas, Torre B, Piso 6, Oficina B-601



Este correo ha sido analizado por el sistema de protección antivirus.

Jorge Evans

De: CGarcia <CGarcia@pancanal.com>
Enviado el: viernes, 15 de noviembre de 2019 10:42 a. m.
Para: Carlos Barretto; Elsie Corrioso; Jorge Evans; Ana Hernández
CC: KMoreno; IMoscoso; CHolder; BZachrisson; GLebron; INunez
Asunto: RESPUESTA A SOLICITUD DE INFORMACIÓN - INFORME DE PLANEAMIENTO OPERATIVO I SEMESTRE 2020
Datos adjuntos: info_ro_ACP.xlsx; NOTA_ETEDCNDGOPPMP5942019.pdf; 65_NEC-2019-65_Salida de servicio de los motores 6 y 8.pdf
Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Buenos días,

Estimados Ingenieros,
Centro Nacional de Despacho

Referencia: Información Requerida para el Informe de Planeamiento Operativo del 1er semestre de 2020

En atención a la nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, del 7 de noviembre de 2019, relativa a la información requerida para el estudio de planeamiento operativo correspondiente al primer semestre de 2020.

Les indicamos con respecto a su consulta sobre si existe nueva información de nuestro sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIP para los próximos 5 años, que a partir del 1 de agosto de 2020 saldrán de operación las unidades no. 6 y No.8 de la Central Termoeléctrica Miraflores, tal como se informó a través de la nota NCE-2019-65.

En cuanto a la actualización solicitada del archivo "info_RO_ACP", adjuntamos el archivo con la información solicitada.

Saludos,



César A. García C

Ingeniero Eléctrico

Vicepresidencia de Negocios Complementarios

+507 272-3605



Jorge Evans

De: Yanelli Ruíz Moreno <comercial@ceepanama.net>
Enviado el: martes, 3 de diciembre de 2019 1:39 p. m.
Para: Carlos Barretto; Elsie Corrioso; Jorge Evans; Ana Hernández
CC: 'Yamy Carrasco'; vielka.moreno@ceepanama.net
Asunto: HIPASA: nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019
Datos adjuntos: ANTON II - info.xlsx; ANTON III - info.xlsx; ANTON I - info.xlsx

Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Buenas tardes Estimados,

Por este medio deseamos darle respuesta a la nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019, en representación de Hidro Panamá, indicando que en el horizonte de los próximos cinco años no se tiene planificado realizar modificaciones o mejoras mayores en las plantas Antón I, Antón II y Antón III, que pueda afectar la operación del SIN. Adjunto los archivos solicitados para cada una de las plantas.

Disculpen la tardanza.

Cualquier detalle adicional quedamos a la orden.

Saludos,

Yanelli Ruíz Moreno

Tel.: (507) 230-0675

Cel.: (507) 6070-2292

Skype: yanelli.ruiz



Consideras necesario tener impreso este email?

Recuerda que cada tonelada de papel reciclado evita la tala de 7 árboles de 15 m de altura y 40 cm de diámetro.

Jorge Evans

De: Liz Cumblera <l.cumblera@panam.com.pa>
Enviado el: sábado, 16 de noviembre de 2019 5:25 p. m.
Para: Carlos Barretto; Ana Hernández; Jorge Evans; Elsie Corrioso
CC: Grupo Comercial
Asunto: Información para el IPO Isem 2020

Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Buenas tardes estimados, con respecto a la comunicación ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 le confirmamos que no se presentarán cambios que afecten el planeamiento de los próximos cinco años para las centrales PAN-AM, Barro Blanco y Paso Ancho.

La información de parámetros de las tres plantas se mantiene igual a lo modelado en las bases de datos.

Saludos,

Liz Marie Cumblera
Oficial de Nuevos Negocios
Pan-Am Generating Ltd
(507) 377-7907/6579-4074

Este correo ha sido analizado por el sistema de protección antivirus.

Jorge Evans

De: manuel@ieh-panama.com
Enviado el: miércoles, 20 de noviembre de 2019 4:20 p. m.
Para: Carlos Barretto; Elsie Corrioso; Jorge Evans; Ana Hernández
CC: 'Raul Rios'; harold@ieh-panama.com
Asunto: Información Requerida para el Estudio de Planeamiento Operativo correspondiente al primer semestre de 2020
Datos adjuntos: info_ro_lkako.xlsx; info_ro_lkako1.xlsx; info_ro_lkako2.xlsx; info_ro_lkako3.xlsx; TEC 035-19 CND - Información para el Informe de Planeamiento Operativo del I Sem 2020.pdf
Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Buenas tardes estimados,

En atención al correo que antecede y a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 en la que el CND solicita a los Agentes del Mercado información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años, con el fin de elaborar el Informe de Planeamiento Operativo correspondiente al I Semestre del año 2020, tenemos a bien adjuntar nuestra nota TEC 035-19 CND y su adjunto, haciendo entrega de lo requerido para los agentes Tecnisol I, S.A., Tecnisol II, S.A., Tecnisol III, S.A. y Tecnisol IV, S.A.

Saludos Cordiales / Best Regards,

Manuel Palma
Commercial Analyst
InterEnergy Group Panamá

Tel. (507) 201-2037 | Fax. (507) 302-8924
Edif. Torres de Las Américas, Torre B, Piso 6, Oficina B-601



De: harold@ieh-panama.com <harold@ieh-panama.com>
Enviado el: viernes, noviembre 15, 2019 4:49 PM
Para: 'Carlos Barretto' <cbarretto@cnd.com.pa>; 'Elsie Corrioso' <ecorrioso@cnd.com.pa>; 'Jorge Evans' <Jevans@cnd.com.pa>; 'Ana Hernández' <Ahernandez@cnd.com.pa>
CC: Raul Rios <raul.rios@pedregalpower.com>; manuel@ieh-panama.com; Carlos Laffaurie <carlos.laffaurie@pedregalpower.com>
Asunto: Información Requerida para el Estudio de Planeamiento Operativo correspondiente al primer semestre de 2020
Importancia: Alta

Buenas tardes damas y caballeros:

En atención a su nota ETE-DCND-GOP-PMP-594-2019 en la que el CND solicita a los Agentes del Mercado información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN para el horizonte de los próximos cinco (5) años, con el fin de elaborar el Informe de Planeamiento Operativo correspondiente al I Semestre del año 2020, tenemos a bien adjuntar nuestra nota UEPII 010-19 CND y su adjunto, haciendo entrega de lo requerido para el agente **UEP Penonomé II, S.A.**

Solicitamos respetuosamente nos conceda un plazo hasta el lunes 25 de noviembre para hacer entrega de la información correspondiente a los Agentes **Pedregal Power** y **Tecnisol**, pues no nos será posible cumplir con el tiempo propuesto de entrega del 16 de noviembre.

Esperamos sea acogida nuestra solicitud y quedamos atentos a su respuesta.

Saludos Cordiales / Best Regards,

Ing. Harold A. Hernández R.

Commercial Manager InterEnergy Group Panamá

Tel. (507) 201-5138 | Fax. (507) 302-8924

Edif. Torres de Las Américas, Torre B, Piso 6, Oficina B-601



ANEXO 3
INFORME DE CONDICIONES METEOROLÓGICAS Y
PROYECCIONES HIDROLÓCIAS PARA LAS CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS



HIDROMETEOROLOGÍA
PANAMA



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
Dirección de Hidrometeorología
Gerencia de Hidrología

**Informe de Planeamiento Operativo del Centro Nacional de
Despacho, Capítulo 2.5.**

**Condiciones meteorológicas y proyecciones hidrológicas para las
Centrales Hidroeléctricas ubicadas en las cuencas 91, 102,
104,106, 108,110,114,118, 132, 134 y 148;
para el periodo enero-junio de 2020**

Preparado por:

Ing. Julián E. Gutiérrez.

Colaboración:

Gerencia de Investigaciones y Aplicaciones Climáticas
Gerencia de Pronóstico y Vigilancia

Revisado:

Ing. Diana Lee de Centanaro

Aprobado por:

Ing. Luz Graciela de Calzadilla

Panamá, 31 de diciembre de 2019



ETESA

Contenido

| | |
|--|--------------------------------------|
| 2.5 Condiciones Hidrometeorológicas | |
| 2.5.1 Climatología | 4 |
| 2.5.1.1 Características del Clima Panameño | 4 |
| 2.5.1.2 Pronóstico Climatológico | 7 |
| Consideraciones | 7 |
| 2.5.1.2.1 Pronóstico de lluvia acumulada mensual para los meses de enero a junio 2020. | 7 |
| 2.5.1.3 Sistema de Alerta de ENSO | 14 |
| 2.5.1.3.1 Estado Actual del Sistema de Alerta de ENSO: Inactivo ... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 2.5.2. Hidrología | 18 |
| 2.5.2.1 Cuencas Hidrográficas de las Centrales Hidroeléctricas | 18 |
| 2.5.2.1.1. Cuenca 91 - Río Changuinola | 18 |
| 2.5.2.2.2. Cuenca 102 – Río Chiriquí Viejo | 19 |
| 2.5.2.2.3. Cuenca 104 – Río Escárrea | 19 |
| 2.5.2.2.4. Cuenca 106- Río Chico | 19 |
| 2.5.2.2.5. Cuenca 108- Río Chiriquí. | 20 |
| 2.5.2.2.6. Cuenca 110 – Río Fonseca. | 20 |
| 2.5.2.2.7. Cuenca 114 – Río Tabasará. | 20 |
| 2.5.2.2.8. Cuenca 118 – Río San Pablo. | 20 |
| 2.5.2.2.9. Cuenca 132 – Río Santa María. | 21 |
| 2.5.2.2.10. Cuenca 134 – Río Grande. | 21 |
| 2.5.2.2.11. Cuenca 148 - Río Bayano. | 21 |
| 2.5.2.3. Proyecciones en los Caudales de las Centrales Hidroeléctricas | 22 |
| 2.5.2.4 Resumen de Pronóstico de Caudales. | 22 |

2.5 Condiciones Hidrometeorológicas

2.5.1 Climatología

2.5.1.1 Características del Clima Panameño

Panamá está ubicada en la zona intertropical próxima al Ecuador terrestre. Es una franja de tierra angosta orientada al Este con Colombia y al Oeste con Costa Rica y bañada en sus costas por el mar Caribe al Norte y por el océano Pacífico al Sur.

La cadena montañosa, orientada de Este a Oeste, figura 1, es uno de los factores básicos en la caracterización del clima, ya que el relieve afecta la circulación atmosférica de la región produciendo el régimen de lluvia en una localidad.

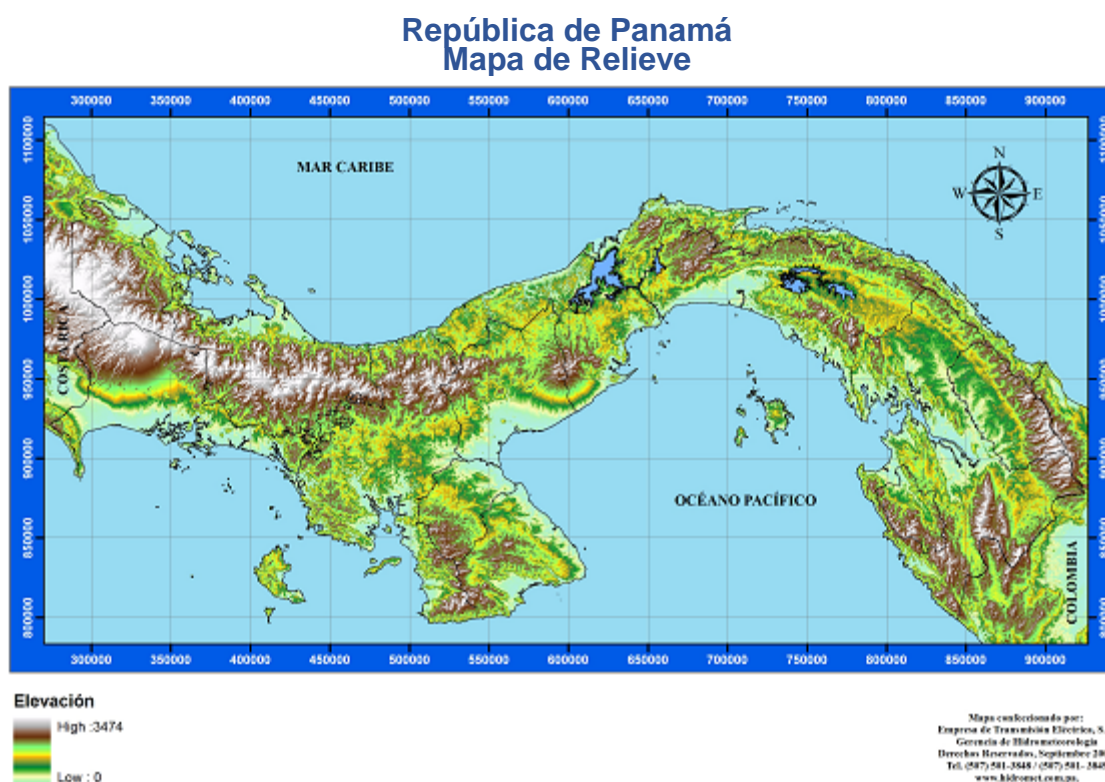


Figura. 1 Mapa de relieve de la República de Panamá.

Las grandes masas oceánicas del Atlántico y Pacífico son las principales fuentes del alto contenido de humedad en el país debido a lo angosto de la franja que separa estos océanos, es por ello que el clima refleja una gran influencia marítima. La interacción océano-atmósfera determina el flujo de calor y humedad de las masas de aire que circulan sobre los océanos.

El anticiclón semipermanente del Atlántico Norte, afecta sensiblemente las condiciones climáticas en el país, ya que desde este sistema se generan los vientos alisios del noreste.

La Zona de Convergencia Intertropical, zona donde confluyen los alisios del noreste y del sureste, se mueve siguiendo el movimiento aparente del sol a través del año. Esta migración norte-sur y viceversa, de la Zona de Convergencia Intertropical, produce las dos estaciones (seca y lluviosa) características generales en la mayor parte del territorio panameño.

Los efectos directos e indirectos por el paso de los huracanes en el Caribe, la aproximación de los frentes fríos y el paso de las ondas del este también ejercen influencia en el clima de Panamá.

Estos factores a su vez, están modulados, globalmente, por El Niño Oscilación Sur (ENOS, o ENSO por sus siglas en inglés) que es generado por las anomalías de las temperaturas superficiales del océano Pacífico Ecuatorial y que ocasionan periodos prolongados de déficit de lluvia o periodos prolongados de lluvias por arriba de lo normal dependiendo si las anomalías de estas temperaturas son positivas o negativas.

Estos son algunos de los sistemas atmosféricos más relevantes que proporcionan una gran variabilidad temporal y espacial al comportamiento de la lluvia en el país.

El sistema climático de Panamá se rige por una temporada lluviosa y una temporada seca, la primera comienza a partir del mes de mayo y dura aproximadamente hasta el mes de noviembre. Siendo los meses de octubre y noviembre los más lluviosos y la temporada seca o meses con poca lluvia es notoria entre los meses de diciembre a abril exceptuando la provincia de Bocas del Toro, tierras altas de Chiriquí y Norte de Veraguas que llueve casi todo el año.

El régimen climático en Panamá para los meses de enero a junio:

Enero es cuando algunos de los frentes fríos logran penetrar hasta Centroamérica. El tiempo asociado con los frentes fríos en Panamá se caracteriza por un aumento de la velocidad del viento con dirección norte y una disminución en la temperatura, especialmente en las provincias de Bocas del Toro, Norte de Veraguas y algunas regiones de Chiriquí. En la Vertiente Atlántica, este tiempo está asociado con lluvias ligeras a moderadas. En la Vertiente del Pacífico el tiempo es seco y ventoso, mientras que, en las zonas cercanas a la cordillera y depresiones se presentan lluvias

Febrero se caracteriza por ser el mes con los menores acumulados de lluvia del año. Masas de aire frío denominadas empujes polares se desplazan frecuentemente. Algunos logran penetrar hasta Centroamérica y se encuentran con aire caliente creando líneas divisorias, a esto se les denomina frente frío.

Durante el mes de **marzo** se debilitan los vientos Alisios causando una disminución en las lluvias del Atlántico, por lo que marzo es el mes con menos precipitación en esa vertiente. Por otro lado, se producen más entradas de brisa cálida y húmeda del Pacífico.

En el mes de **abril** se da el inicio a la transición entre la estación seca y lluviosa en la vertiente del Pacífico. La brisa del Pacífico es uno de los principales factores en la producción de lluvia. En este mes, los rayos solares inciden en forma casi perpendicular sobre el país, esto hace que abril sea uno de los meses más calientes del año.

Climatológicamente **mayo** es el primer mes de la estación lluviosa en la región Pacífica que se caracteriza por lluvias entre moderada a fuerte, acompañadas de actividad eléctrica que ocurren especialmente en horas de la tarde; en la región Central, las lluvias se producen por lo general después del mediodía, provocadas por los flujos predominantes procedentes del Caribe o del Pacífico. Son lluvias entre moderadas y fuertes acompañadas de actividad eléctrica y vientos fuertes. En la región Atlántica, las lluvias están asociadas a los sistemas atmosféricos tropicales que se desplazan sobre la Cuenca del Caribe, a la brisa marina y al calentamiento diurno de la superficie terrestre.

Para el mes de **junio** se debilitan el flujo Alisios, condición que favorece la entrada de la brisa húmeda del Pacífico hasta la División Continental casi todos los días, lo que produce aguaceros con tormentas en horas de la tarde.

2.5.1.2 Pronóstico Climatológico

Consideraciones

En general, para realizar el pronóstico extendido a 6 meses se evaluaron las anomalías de la temperatura de la superficie de los océanos Pacífico y Atlántico, el estado de El Niño Oscilación del Sur (ENOS), los modelos dinámicos globales y regionales, la herramienta Climate Predictability Tool (CPT), análisis estadísticos de los registros meteorológicos, técnica de pronóstico con años análogos y el juicio de expertos.

Basado en un análisis estadístico de los registros históricos de la NOAA, que datan desde el año 1950 hasta la fecha, de distintos indicadores para monitorear el estado de las condiciones atmosféricas y oceánicas, se definió que de acuerdo a las condiciones registradas en el periodo comprendido de abril-mayo a septiembre-octubre de 2019, los años posiblemente más similares a los primeros meses del 2020 sean los años 1990 y 2013. Cabe mencionar que los años análogos pueden variar dentro del periodo de validez de este informe, en la medida que vayan transcurriendo los meses y cambien las condiciones actuales.

2.5.1.2.1 Pronóstico de lluvia acumulada mensual para los meses de enero a junio 2020.

Para realizar los pronósticos de enero a junio se utilizó la herramienta CPT, las temperaturas de la superficie del mar global hasta octubre de 2019, las temperaturas de la superficie del mar global en años análogos, los registros históricos de la precipitación acumulada mensual en 88 estaciones meteorológicas de la Red Nacional, la salida de modelos dinámicos con condiciones iniciales del mes de octubre de 2019 y el juicio de experto. Cabe recordar que, a medida que se pronostican más meses, incrementa el rezago de las condiciones iniciales, en consecuencia, la incertidumbre tiende a ser mayor.

La siguiente tabla muestra algunas definiciones de importancia para comprender la simbología usada.

| bajo de lo normal | Normal con tendencia a debajo | Normal | Normal con tendencia a arriba | Arriba de lo normal |
|-------------------|-------------------------------|--------|-------------------------------|---------------------|
| ↓ | ▼ | • | ▲ | ↑ |

Tabla 1 Equivalencia de la simbología utilizada para clasificar los escenarios de lluvia de cada una de las estaciones meteorológicas.

Figura. 2 Mapa Valores y escenarios de lluvia esperados para el mes de enero 2020.

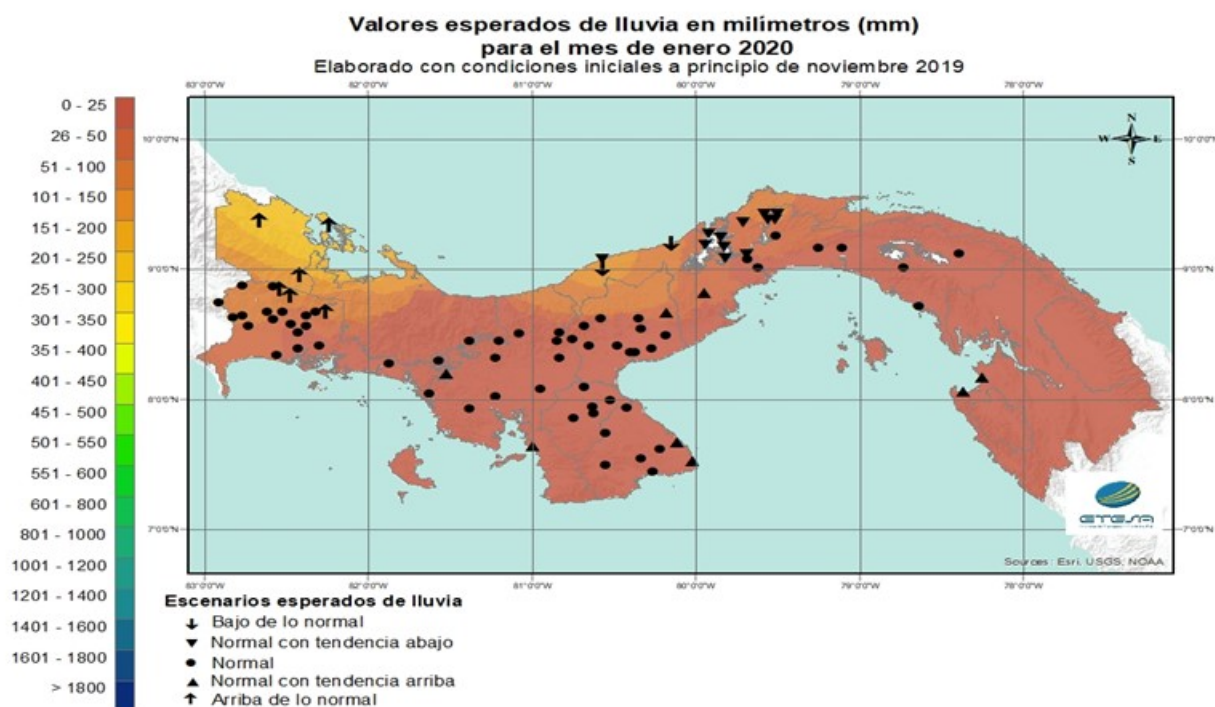


Tabla 2 Pronóstico de lluvia acumulada mensual para el mes de enero 2020 por provincia.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 161 | 315 | 325 | Arriba |
| Chiriquí | 22 | 61 | 41 | Normal |
| Coclé | 10 | 24 | 18 | Normal Bajo |
| Colón | 78 | 148 | 93 | Normal |
| Darién | 0 | 16 | 14 | Normal |
| Herrera | 0 | 2 | 0 | Normal |
| Los Santos | 0 | 4 | 1 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 23 | 51 | 28 | Normal |
| Veraguas | 6 | 28 | 15 | Normal |

Figura. 3 Mapa valores y escenarios de lluvia esperados para el mes de febrero 2020.

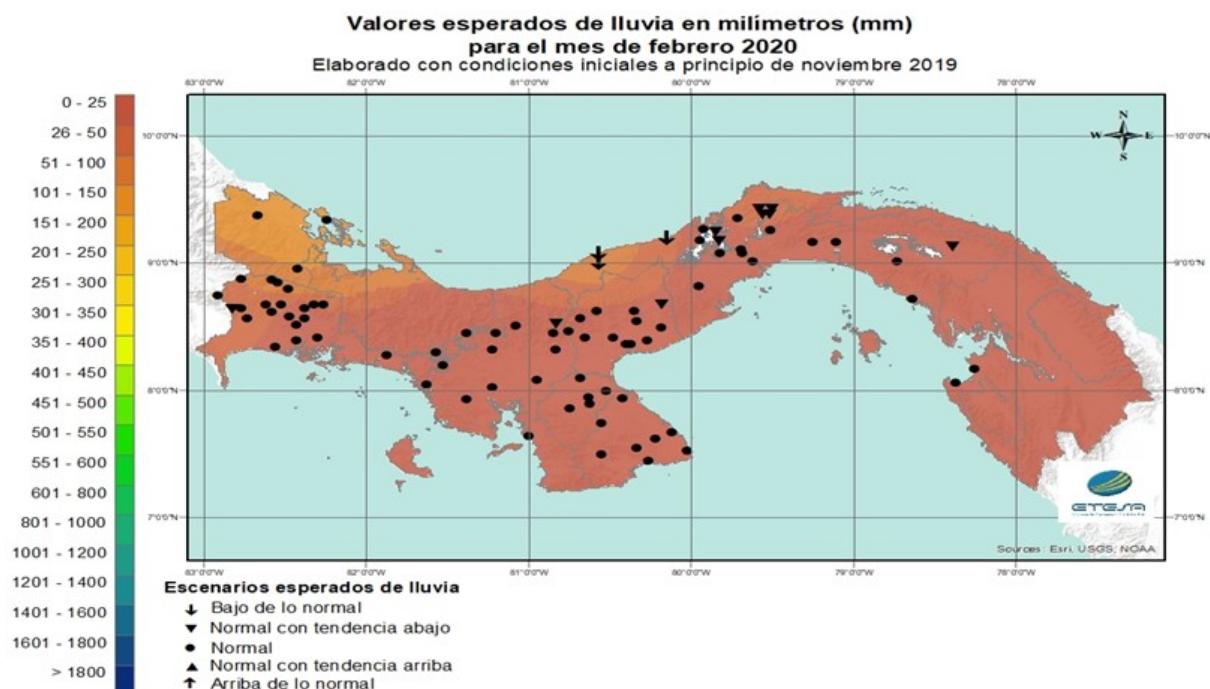


Tabla 3 Pronóstico de lluvia acumulada mensual el mes de febrero 2020 por provincia.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 150 | 223 | 155 | Normal Bajo |
| Chiriquí | 17 | 43 | 24 | Normal |
| Coclé | 4 | 10 | 6 | Normal |
| Colón | 44 | 79 | 45 | Normal Bajo |
| Darién | 0 | 2 | 0 | Normal |
| Herrera | 0 | 0 | 0 | Normal |
| Los Santos | 0 | 0 | 0 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 14 | 30 | 15 | Normal |
| Veraguas | 2 | 12 | 4 | Normal |

Figura. 4 Mapa valores y escenarios de lluvia esperados para el mes de marzo de 2020.

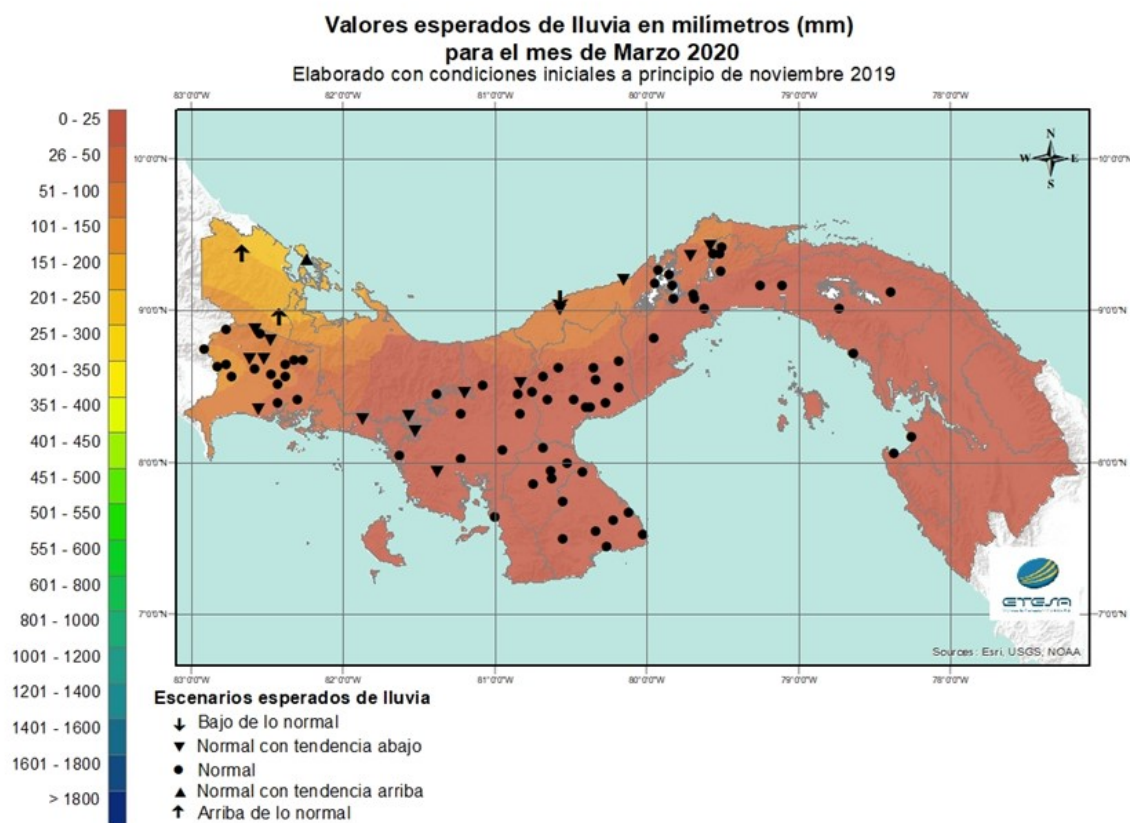


Tabla 4 Pronóstico de lluvia acumulada mensual para el mes de marzo 2020, por provincia.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 157 | 247 | 195 | Normal |
| Chiriquí | 48 | 98 | 64 | Normal |
| Coclé | 5 | 16 | 10 | Normal |
| Colón | 49 | 100 | 58 | Normal Bajo |
| Darién | 0 | 7 | 3 | Normal |
| Herrera | 0 | 1 | 0 | Normal |
| Los Santos | 0 | 1 | 0 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 15 | 42 | 24 | Normal |
| Veraguas | 8 | 40 | 14 | Normal |

Figura. 5 Mapa valores y escenarios de lluvia esperados para el mes de abril de 2020.

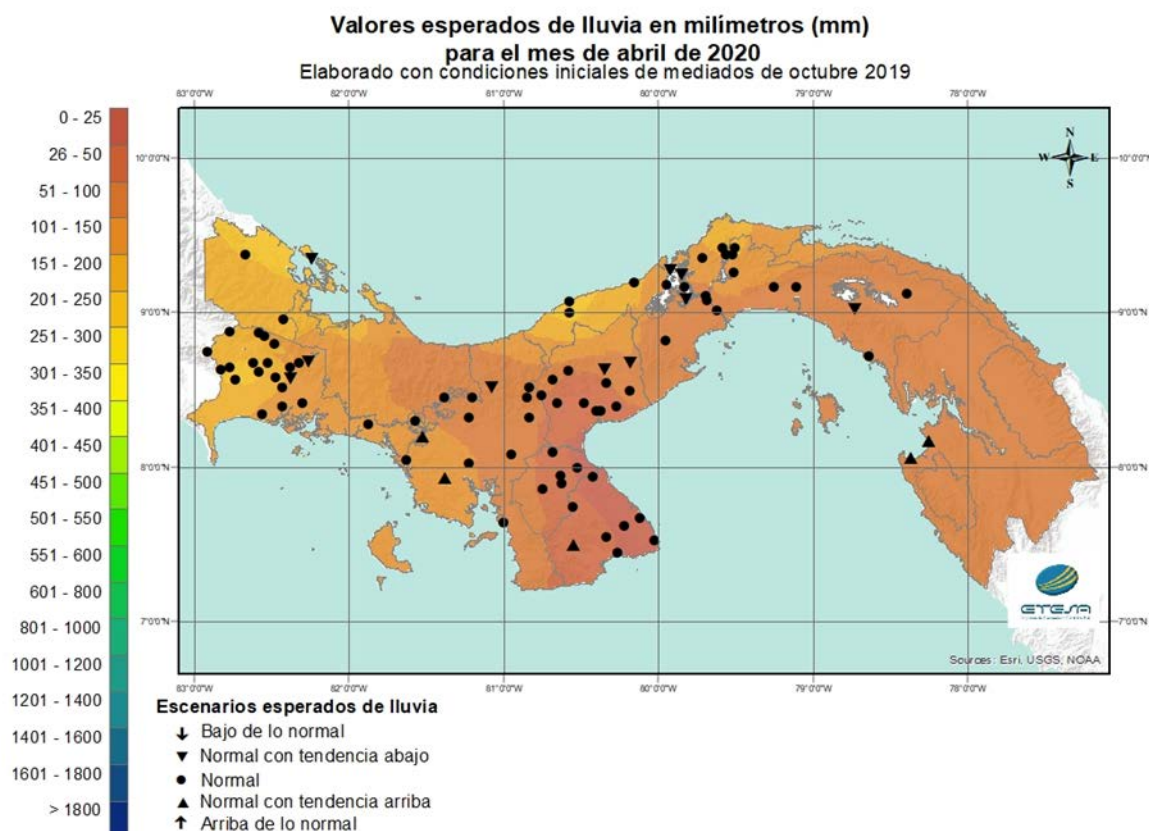


Tabla 5 Pronóstico de lluvia acumulada mensual para el mes de abril 2020, por provincia.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 215 | 298 | 245 | Normal |
| Chiriquí | 104 | 186 | 150 | Normal |
| Coclé | 33 | 69 | 48 | Normal |
| Colón | 133 | 220 | 166 | Normal |
| Darién | 34 | 82 | 70 | Normal |
| Herrera | 9 | 35 | 25 | Normal |
| Los Santos | 12 | 34 | 25 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 72 | 150 | 102 | Normal |
| Veraguas | 52 | 115 | 88 | Normal |

Figura. 6 Valores y escenarios de lluvia esperados para el mes de mayo de 2020.

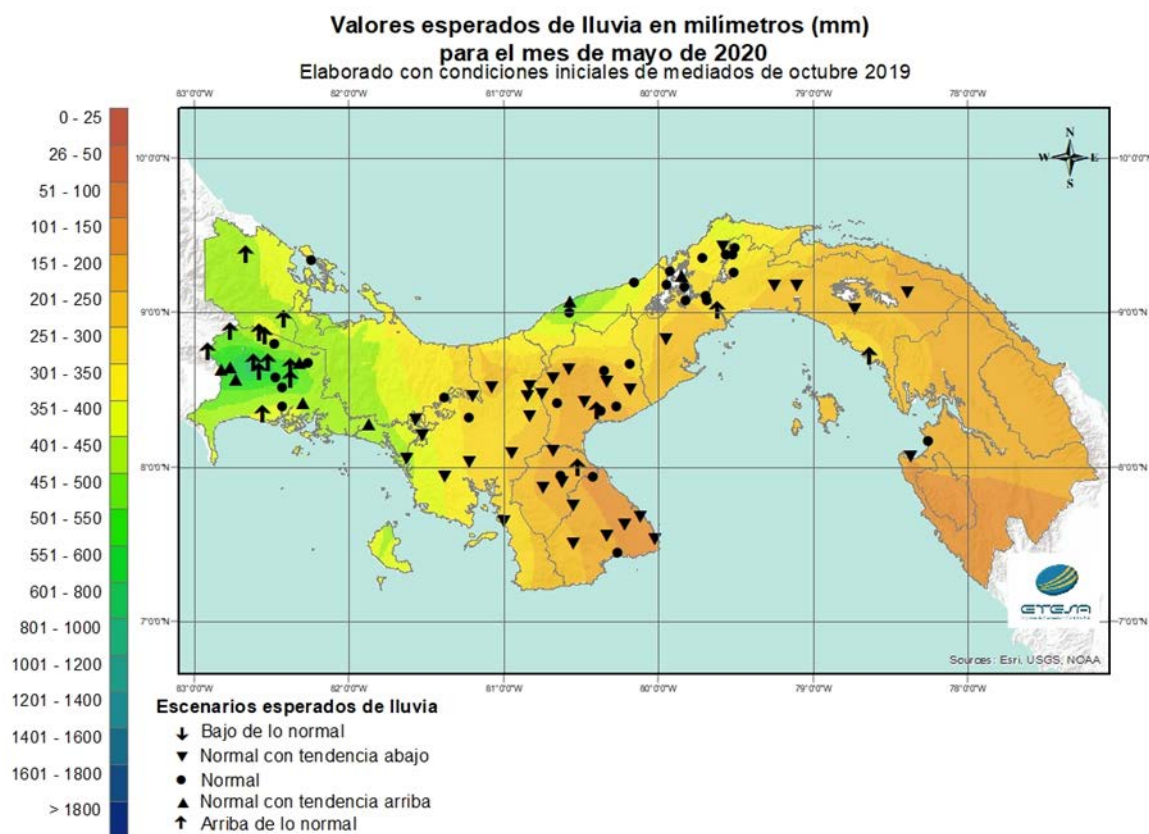


Tabla 6 pronóstico de lluvia acumulada mensual para el mes de mayo de 2020, por provincia.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 317 | 420 | 423 | Arriba |
| Chiriqui | 360 | 475 | 473 | Normal Arriba |
| Coclé | 176 | 252 | 205 | Normal Bajo |
| Colón | 290 | 390 | 354 | Normal |
| Darién | 141 | 183 | 155 | Normal |
| Herrera | 147 | 212 | 173 | Normal Bajo |
| Los Santos | 138 | 196 | 146 | Normal Bajo |
| Panamá y Panamá Oeste | 229 | 318 | 271 | Normal Bajo |
| Veraguas | 284 | 377 | 296 | Normal Bajo |

Figura. 7 Mapa valores y escenarios de lluvia esperados para el mes de junio de 2020.

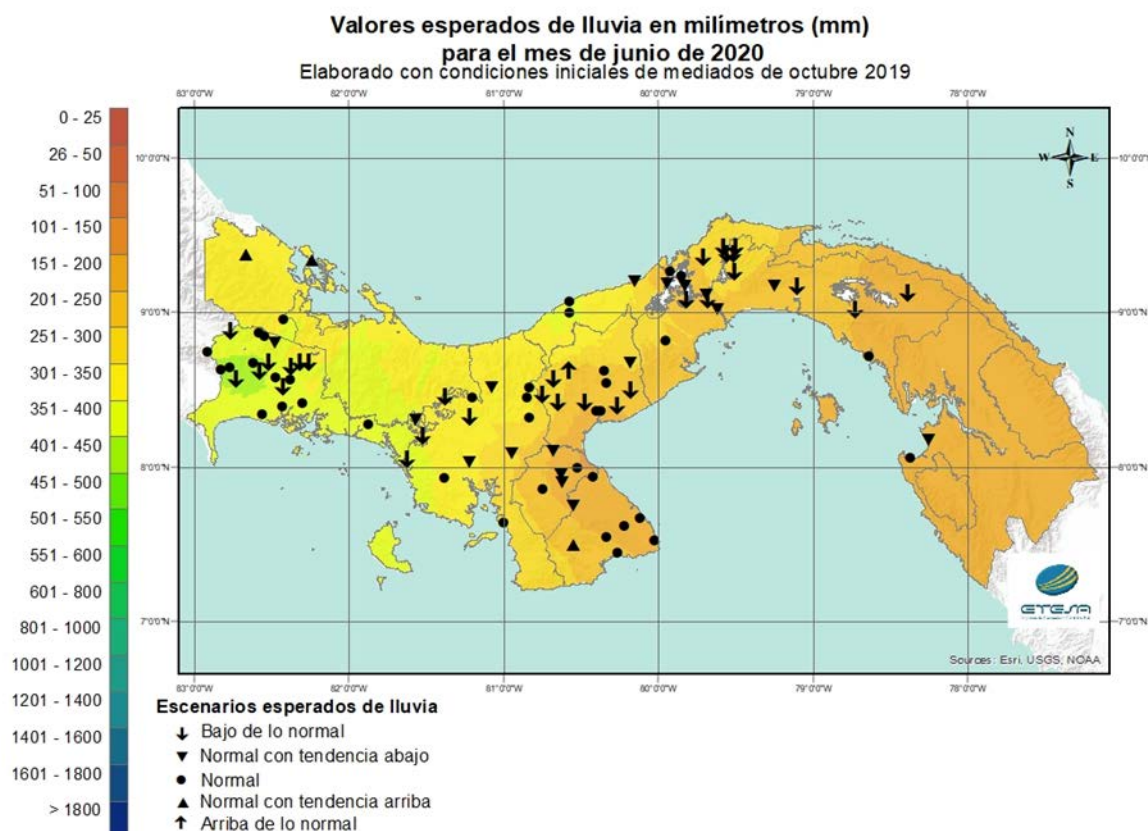


Tabla 7 Pronóstico de lluvia acumulada mensuales para el mes de junio de 2020 por provincia.

| Áreas del País | Lluvia Normal (mm) | | Lluvia Estimada (mm) | Escenario Esperado |
|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| | Límite inferior | Límite Superior | | |
| Bocas del Toro | 281 | 365 | 351 | Normal Arriba |
| Chiriquí | 360 | 479 | 370 | Normal Bajo |
| Coclé | 207 | 302 | 225 | Normal Bajo |
| Colón | 273 | 354 | 296 | Normal Bajo |
| Darién | 149 | 177 | 157 | Normal |
| Herrera | 130 | 211 | 140 | Normal Bajo |
| Los Santos | 173 | 228 | 194 | Normal |
| Panamá y Panamá Oeste | 235 | 326 | 230 | Bajo |
| Veraguas | 322 | 413 | 342 | Normal Bajo |

2.5.1.3 Sistema de Alerta de ENSO

La discusión de Diagnóstico del Centro de Predicción Climática de la NOAA, con fecha 14 de noviembre 2019, manifiesta Inactivo y su **Sinopsis: Se favorece ENSO-neutral durante el invierno 2019 – 2020 del Hemisferio Norte (~70% de probabilidad), continuando hasta la primavera de 2020 (60-65% de probabilidad).**

| Estaciones del Hemisferio Norte | | |
|---------------------------------|------------------------------|--|
| Estaciones | Periodo | Fechas |
| Primavera | Marzo-Abril-Mayo | desde 20-21 de marzo al 21 junio |
| Verano | Junio-Julio-Agosto | desde 21-22 de junio al 22 de septiembre |
| Otoño | Septiembre-October-Noviembre | desde 22-23 de septiembre al 21 de diciembre |
| Invierno | Diciembre-Enero-Febrero | desde 21-22 de diciembre al 21 de marzo |

Tabla 10. Estaciones del Hemisferio Norte.

La Figura 8, muestra las anomalías de la temperatura de la superficie del mar en las regiones de monitoreo de El Niño, ubicadas en el océano Pacífico Tropical, actualizada por la NOAA el 14 de noviembre de 2019. El color amarillo oscuro muestra los momentos en que el océano ha estado cálido, es decir con temperaturas superiores al promedio y el color celeste los momentos fríos, o sea, con temperaturas inferiores al promedio.¹

Durante el mes de octubre se observa aumento de las anomalías de las temperaturas de la superficie del mar (SST) con respecto al mes de septiembre 2019 en las regiones Niño 4, Niño 3.4, en las regiones Niño 3 y Niño 1+2, permanecieron ligeramente bajo del promedio siendo este último más significativo para Panamá esta última, cuyo índice está en -0.6°C.

¹http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

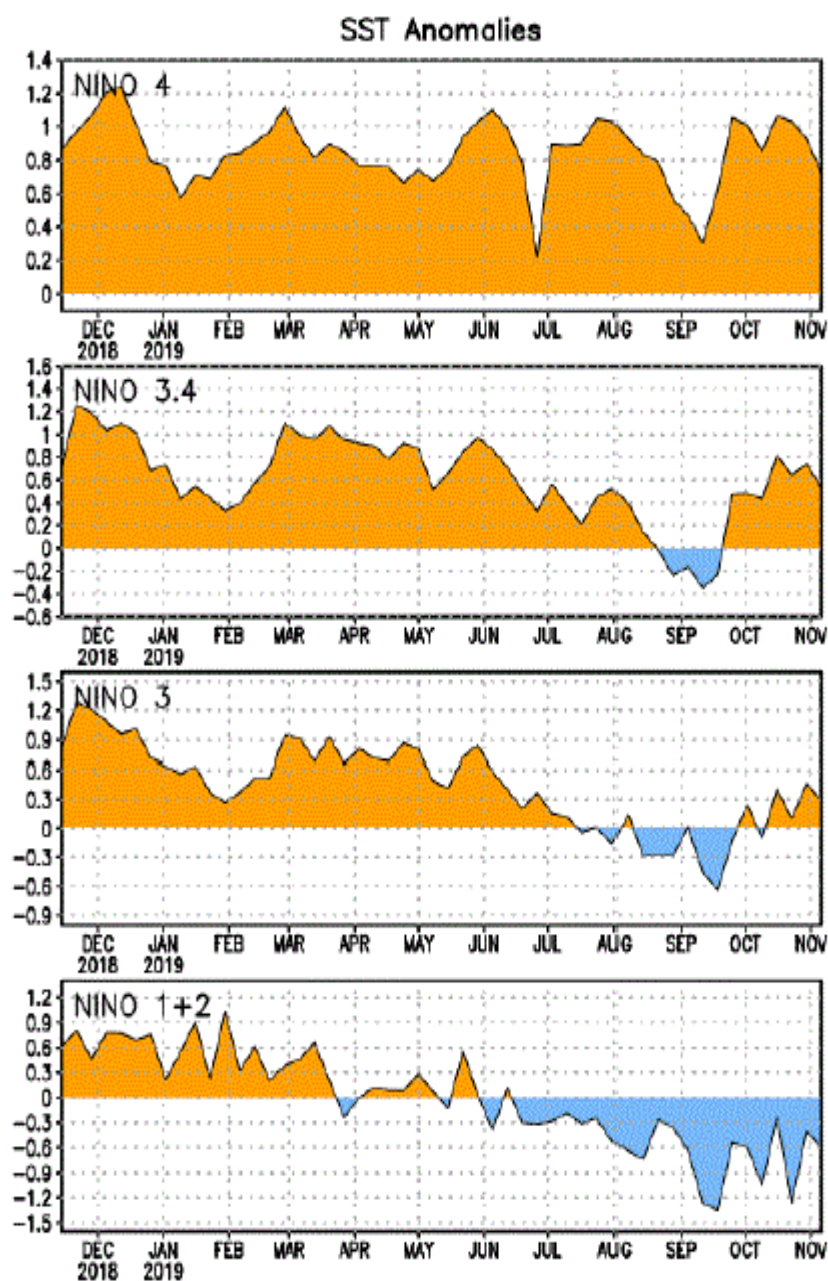


Figura. 8 SST Anomalies.

Figura 8. Series de Tiempo de las anomalías (en °C) de temperaturas de la superficie del océano (TSM) en un área promediada en las regiones de El Niño [Niño-1+2 (0°-10°S, 90°W-80°W), Niño 3 (5°N-5°S, 150°W-90°W), Niño-3.4 (5°N-5°S, 170°W-120°W), Niño-4 (150°W-160°E y 5°N-5°S)]. Las anomalías de temperatura de la superficie del océano son variaciones de los promedios semanales del período base de 1981-2010. Cortesía del Centro de Predicciones Climáticas (NCEP) de la NOAA.

PRONÓSTICOS DEL SISTEMA DE ALERTA DE ENSO: Inactivo

Nos muestra los modelos de pronósticos Dinámicos y Estadísticos:

La mayoría de los modelos en el IRI/CPC continúan favoreciendo condiciones de ENSO-neutral (índice Niño-3.4 entre -0.5°C y $+0.5^{\circ}\text{C}$) hasta la primavera del hemisferio norte, con índices sobre cero desde el verano hasta el otoño del hemisferio norte.

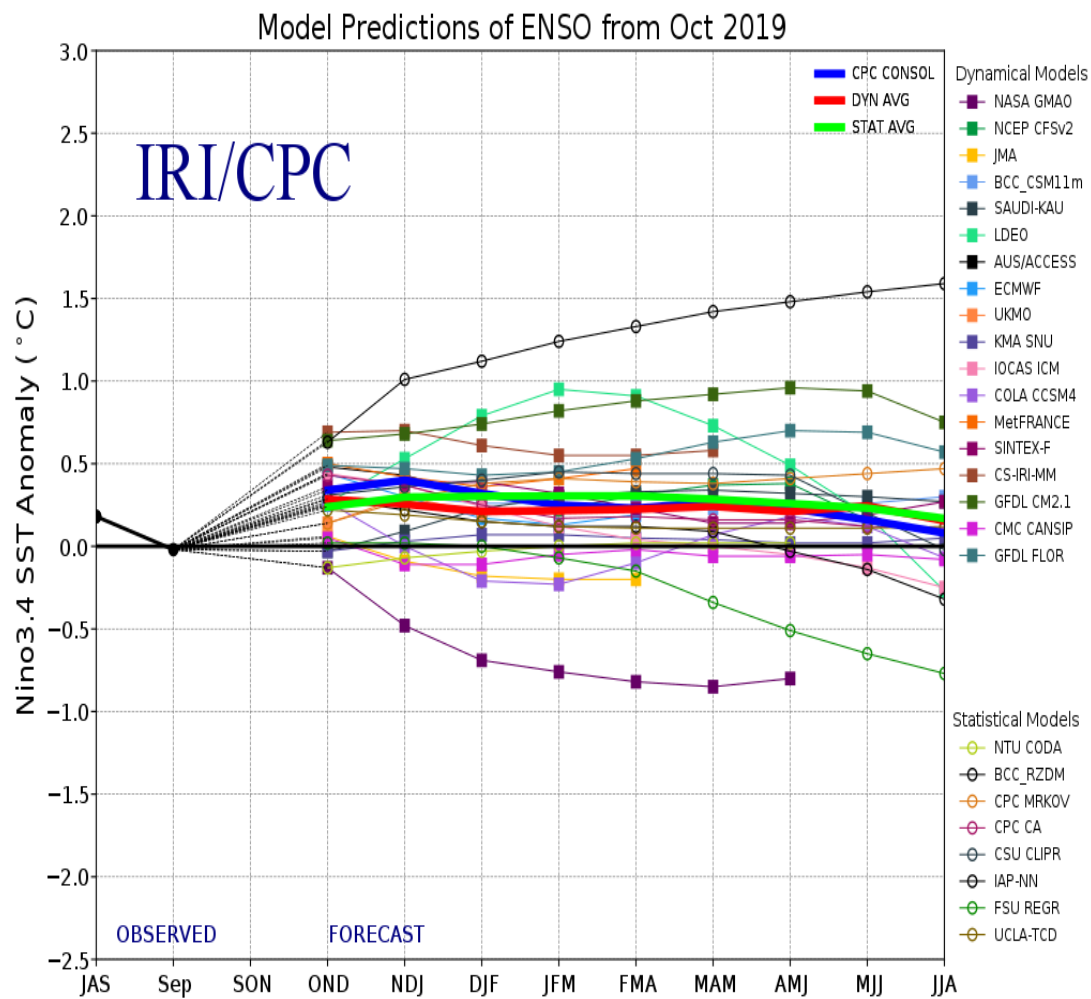


Figura 9. Pronósticos de las anomalías de la temperatura de la superficie del océano (SST) en la región de El Niño 3.4 (5°N - 5°S , 120°W - 170°W). Figura actualizada el 19 de septiembre de 2019.

La figura 10, presenta las anomalías de las temperaturas de la superficie del Océano Pacífico Ecuatorial, observadas desde Ene/2019-Oct/2019; y los pronósticos hasta julio de 2020, en todas las regiones El Niño, publicadas al 14 de noviembre de 2019.

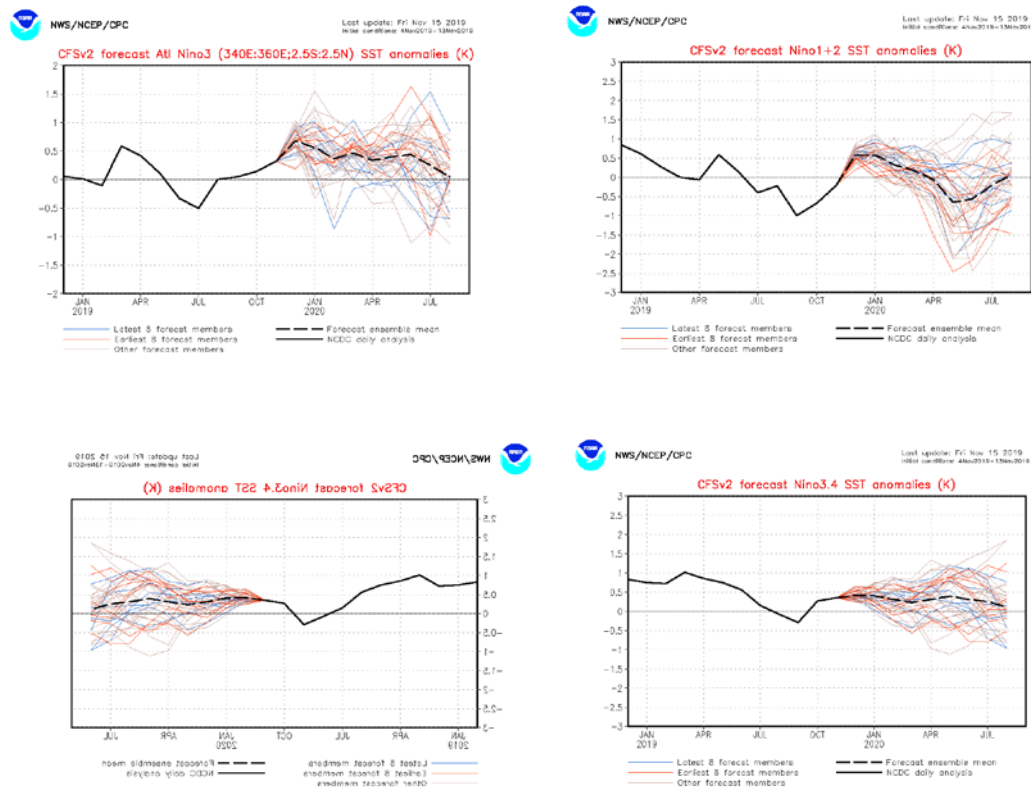


Figura. 10 Pronóstico de anomalías de temperaturas de la superficie del mar SST, para las cuatro regiones de monitoreo de ENSO. Actualizadas el 01 de noviembre de 2019.

Es importante señalar que la región El Niño 3.4 es utilizada por la NOAA como referencia para declarar un evento El Niño o La Niña. La línea punteada muestra el comportamiento medio del pronóstico de anomalías de temperatura.

2.5.2. Hidrología

La hidrología es la ciencia del agua, de sus formas de ocurrencia en la atmósfera, sobre la superficie terrestre y en los estratos de la tierra y sus propiedades, así como de sus interacciones naturales. En este sentido se ocupa de la ocurrencia, distribución, movimiento y química del agua en la tierra, es decir, las fases del ciclo hidrológico entre la precipitación sobre el suelo y su retorno a la atmósfera.

En la actualidad la hidrología tiene un papel fundamental en el planeamiento del uso adecuado de los recursos hídricos, llegando a convertirse en parte indispensable de los proyectos de ingeniería, para el diseño, construcción y operación de obras hidráulicas y para funciones de predicción o pronósticos, aprovechamiento y gestión de los recursos de agua disponible (suministro de agua, disposición de aguas servidas, drenaje, protección contra la acción de ríos y recreación entre otros).

El conocimiento del comportamiento hidrológico de una cuenca es primordial para establecer las áreas vulnerables a los eventos hidrometeorológicos extremos.

Dentro de los recursos de agua superficiales se encuentran los ríos, lagos y embalses. La importancia de estos sistemas de agua superficiales es obvia, ya que proveen muchos servicios y beneficios al sistema socioeconómico.

También existen efectos debido a la influencia antropogénica, tales como son: los cambios progresivos en el uso del suelo debido a la creciente urbanización y agricultura que ha venido cambiando la respuesta de las cuencas en cuanto a la producción de sedimentos y cambios en el régimen fluvial de los cauces naturales: mayores picos, caudales más rápidos y mayores volúmenes de agua.

2.5.2.1 Cuencas Hidrográficas de las Centrales Hidroeléctricas

2.5.2.1.1. Cuenca 91 - Río Changuinola

La cuenca del río Changuinola se encuentra localizada en el extremo Occidental del país, en la provincia de Bocas del Toro, entre las coordenadas 8° 45' y 9° 30' Latitud Norte y 82° 30' y 83°00' Longitud Oeste.

El área total de drenaje de la cuenca hasta la desembocadura al mar Caribe es de 3,202 Km², la longitud del río principal es de 110 Kilómetros. La elevación media de la cuenca es de 1,140 msnm, y el punto más alto se encuentra sobre el cerro Fábrega, ubicado al este de la cuenca, con una elevación de 3,335 msnm.

El lago Changuinola se encuentra en la parte Este de la cuenca con un área de drenaje hasta sitio de presa de 1445 km².

2.5.2.2.2. Cuenca 102 – Río Chiriquí Viejo

La cuenca del río Chiriquí Viejo se encuentra localizada en el sector occidental de la provincia de Chiriquí, entre las coordenadas 8° 15' y 9° 00' Latitud Norte y 82° 15' y 83° 00' Longitud Oeste.

El área de drenaje de la cuenca es de 1,376 Km²., hasta la desembocadura al mar y la longitud del río principal es de 161 Km. La elevación media de la cuenca es de 1,100 msnm. y el punto más alto se encuentra sobre el Volcán Barú, ubicado en la parte nororiental, con una elevación de 3,474 msnm.

2.5.2.2.3. Cuenca 104 – Río Escárrea

La cuenca del río Escárrea se encuentra localizada en la vertiente del Pacífico, en la provincia de Chiriquí, entre las coordenadas 82°37' y 82°42' de latitud norte y 8°30' y 8°46' de longitud oeste.

El área de drenaje de la cuenca es de 373 Km² hasta la desembocadura del mar y la longitud del río principal es de 81 Km. La pendiente media es de 13.8 %, lo que significa que la cuenca es de relieve moderado. El proyecto se encuentra ubicado entre la cuenca media superior y zona alta y comprende elevaciones desde 253 msnm hasta 1,160 msnm.

2.5.2.2.4. Cuenca 106- Río Chico

La cuenca del río Chico se encuentra localizada en la vertiente del Pacífico, en la provincia de Chiriquí, entre las coordenadas 8°15' y 8°45' de latitud norte y 82°30' y 82°45' de longitud oeste.

El área de drenaje de la cuenca es de 593.3 Km² hasta la desembocadura del mar y la longitud del río principal es de 69 Km. La pendiente media es de 12 %, lo que significa que la cuenca es de relieve moderado. El proyecto se encuentra ubicado entre la cuenca media superior y zona alta y comprende elevaciones desde 230 msnm hasta 3,474 msnm, donde se encuentra el Volcán Barú.

2.5.2.2.5. Cuenca 108- Río Chiriquí.

La cuenca del río Chiriquí, ubicada en la provincia de Chiriquí está localizada en la vertiente del Pacífico al Occidental de la República de Panamá, entre las coordenadas 8° 15' y 8° 53' de Latitud Norte y 82° 10' y 82° 33' de Longitud Oeste.

El área total de drenaje de la cuenca hasta su desembocadura al mar es de 1929 km², la longitud del río principal es de 130 Kilómetros. La elevación media de la cuenca es de 270 msnm y la elevación máxima se encuentra ubicada en el Volcán Barú, al noroeste de la cuenca con una altitud de 3434 msnm.

El Lago Fortuna se encuentra en la parte alta de la cuenca del río Chiriquí con un área de drenaje hasta sitio de presa de 166 km².

2.5.2.2.6. Cuenca 110 – Río Fonseca.

La cuenca del río Fonseca se encuentra localizada en la parte central de la provincia de Chiriquí, entre las coordenadas 8° 15' y 8° 45' Latitud Norte y 82° 20' y 81° 49' Longitud Oeste.

El área de drenaje de la cuenca es de 1,661 Km², hasta la desembocadura al mar y la longitud del río principal es de 90 Km. La elevación media de la cuenca es de 260 msnm y el punto más alto se encuentra sobre el Cerro Chorcha, ubicado al noroeste de la cuenca, con una elevación de 2,238 msnm.

2.5.2.2.7. Cuenca 114 – Río Tabasará.

La cuenca del río Tabasará se encuentra localizada en el sector occidental de la provincia de Chiriquí, entre las coordenadas 7° 57' y 8° 35' Latitud Norte y 81° 28' y 81° 46' Longitud Oeste.

El área de drenaje de la cuenca es de 1,289 Km²., hasta la desembocadura al mar y la longitud del río principal es de 132 Km. La elevación media de la cuenca es de 325 msnm. y el punto más alto se encuentra sobre el Cerro Santiago, ubicado al noroeste de la cuenca, con una elevación de 2,226 msnm.

2.5.2.2.8. Cuenca 118 – Río San Pablo.

La cuenca del río San Pablo se encuentra localizada en la vertiente del Pacífico, en la provincia de Coclé, entre las coordenadas 7° 48' y 8° 35' Latitud Norte y 81° 05' y 81° 31' Longitud Oeste.

El área de drenaje de la cuenca es de 2,453 Km²., hasta la desembocadura al mar y la longitud del río principal es de 148 Km. La elevación media de la cuenca es de 260 msnm. y el punto más alto se encuentra en el nacimiento del río San Pablo, al norte de la cuenca, con una elevación máxima de 1,820 msnm.

2.5.2.2.9. Cuenca 132 – Río Santa María.

La cuenca del río Santa María se encuentra localizada en la vertiente del Pacífico, en la provincia de Veraguas y parte de Herrera, entre las coordenadas 8° 00' y 8° 35' Latitud Norte y 80° 30' y 81° 15' Longitud Oeste.

El área de drenaje de la cuenca es de 3,326 Km²., hasta la desembocadura al mar y la longitud del río principal es de 168 Km. La elevación media de la cuenca es de 200 msnm. y el punto más alto se encuentra en la cordillera central, con una elevación de 1,528 msnm.

2.5.2.2.10. Cuenca 134 – Río Grande.

La cuenca del río Grande se encuentra localizada en la vertiente del Pacífico, en la provincia de Coclé, entre las coordenadas 8° 11' y 8° 43' Latitud Norte y 80° 07' y 80° 53' Longitud Oeste.

El área de drenaje de la cuenca es de 2,515 Km²., hasta la desembocadura al mar y la longitud del río principal es de 94 Km. La elevación media de la cuenca es de 150 msnm. y el punto más alto se encuentra en la cordillera central, con una elevación de 1,448 msnm.

2.5.2.2.11. Cuenca 148 - Río Bayano.

La cuenca del río Bayano se encuentra localizada en la vertiente del Pacífico al Este de la República de Panamá, ubicada en la provincia de Panamá, entre las coordenadas 8° 49' y 9° 23' Latitud Norte y 78° 04' y 74° 17' Longitud Oeste.

El área total de drenaje de la cuenca hasta su desembocadura al mar es de 4980 km². La elevación media de la cuenca es de 150 msnm, y el punto más alto se encuentra en la cadena de montañas ubicada en la parte superior (serranía de Majé y Cañazas) en el cerro Chucantí, con una elevación máxima de 1200 msnm.

El Lago Bayano se encuentra en la parte media de la cuenca con un área de drenaje hasta el sitio de presa de 3650 km².

2.5.2.3. Proyecciones en los Caudales de las Centrales Hidroeléctricas

Las proyecciones de caudales para el periodo enero a junio de 2020, están basadas en los siguientes aspectos:

- Discusión de Diagnóstico del Centro de Predicción Climática del Servicio Nacional del Clima de la NOAA, la cual es publicada el segundo jueves de cada mes. El último documento fue actualizado el 10 de octubre de 2019.
- Análisis estadístico de caudales naturales.
- Corrida del modelo CPT, (Herramienta de Predictibilidad Climática) enero a junio 2020.
- Evolución de las anomalías de temperatura en el océano Pacífico Ecuatorial.

2.5.2.4 Resumen de Pronóstico de Caudales.

En las siguientes tablas se muestra el resumen de caudales mensuales pronosticados para el periodo enero a junio 2019, además de los caudales promedios mensuales históricos y las diferencias en porcentaje entre los aportes históricos y pronosticados para cada una de las centrales hidroeléctricas.

2.5.2.4.1 Pronóstico de la Cuenca 91.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 91 | | | | | | | |
|---|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Changuinola I A = 1445 km² | Histórico | 133.07 | 95.63 | 87.66 | 68.94 | 124.06 | 154.48 |
| | Pronosticado | 145.00 | 90.00 | 92.00 | 63.00 | 120.00 | 150.00 |
| | Diferencia con respecto al histórico | 9% | -6% | 5% | -9% | -3% | -3% |
| Bonyic A = 135.90 km² | Histórico | 17.80 | 13.14 | 12.82 | 12.95 | 20.74 | 19.81 |
| | Pronosticado | 16.50 | 12.80 | 13.50 | 11.50 | 19.50 | 17.00 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -3% | 5% | -11% | -6% | -14% |

2.5.2.4.2 Pronóstico de la Cuenca 102.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 102 | | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Bajo Totuma A = 31.76 km² | Histórico | 1.96 | 1.44 | 1.25 | 1.22 | 1.98 | 2.32 |
| | Pronosticado | 1.91 | 1.46 | 1.17 | 1.25 | 2.07 | 2.24 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -3% | 1% | -6% | 3% | 5% | -3% |
| Paso Ancho A= 108 km² | Histórico | 7.07 | 5.62 | 4.42 | 4.46 | 5.73 | 6.45 |
| | Pronosticado | 5.98 | 4.91 | 4.45 | 4.36 | 5.71 | 6.41 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -15% | -13% | 1% | -2% | 0% | -1% |
| Monte Lirio A= 59.24 km² | Histórico | 0.76 | 0.75 | 1.07 | 1.16 | 3.72 | 5.61 |
| | Pronosticado | 0.72 | 0.57 | 1.02 | 1.19 | 3.89 | 5.87 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -6% | -24% | -5% | 2% | 4% | 5% |
| El Alto A= 167 km² | Histórico | 5.34 | 3.70 | 3.43 | 3.73 | 10.49 | 16.26 |
| | Pronosticado | 5.35 | 3.37 | 3.33 | 3.95 | 10.87 | 16.57 |
| | Diferencia con respecto al histórico | 0% | -9% | -3% | 6% | 4% | 2% |
| Bajo de Mina A= 51.10 km² | Histórico | 1.54 | 0.98 | 0.99 | 1.11 | 3.60 | 6.29 |
| | Pronosticado | 1.51 | 0.85 | 0.90 | 1.14 | 3.52 | 6.19 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -2% | -14% | -9% | 3% | -2% | -2% |
| Baitún A= 95.80 km² | Histórico | 3.78 | 2.69 | 2.60 | 2.85 | 6.53 | 9.57 |
| | Pronosticado | 3.57 | 2.64 | 2.45 | 2.97 | 6.47 | 9.51 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -6% | -2% | -6% | 4% | -1% | -1% |
| Bajo Frío A= 98.00 km² | Histórico | 3.62 | 2.74 | 2.49 | 2.57 | 6.08 | 8.47 |
| | Pronosticado | 3.50 | 2.50 | 2.36 | 2.73 | 6.02 | 8.70 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -3% | -9% | -5% | 6% | -1% | 3% |
| Pando A= 57.50 km² | Histórico | 1.42 | 0.76 | 0.63 | 0.82 | 3.27 | 5.47 |
| | Pronosticado | 1.39 | 0.68 | 0.60 | 0.83 | 3.36 | 5.71 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -2% | -11% | -4% | 1% | 3% | 4% |
| San Andrés A= 47.10 km² | Histórico | 3.62 | 2.74 | 2.49 | 2.57 | 6.08 | 8.47 |
| | Pronosticado | 2.29 | 1.65 | 1.53 | 1.73 | 3.94 | 5.53 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -37% | -40% | -38% | -33% | -35% | -35% |
| Candela A= 14.00 km² | Histórico | 0.54 | 0.39 | 0.35 | 0.38 | 0.86 | 1.24 |
| | Pronosticado | 0.50 | 0.36 | 0.34 | 0.39 | 0.88 | 1.26 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -8% | -7% | -3% | 3% | 2% | 1% |

2.5.2.4.3 Pronóstico de la Cuenca 104.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 104 | | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Bugaba I A = 51.02 km² | Histórico | 3.34 | 2.02 | 1.80 | 2.25 | 4.76 | 7.15 |
| | Pronosticado | 3.00 | 1.85 | 1.65 | 2.00 | 4.10 | 6.50 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -10% | -8% | -8% | -11% | -14% | -9% |
| Bugaba II A=30.04 km² | Histórico | 0.48 | 0.49 | 0.53 | 0.41 | 1.38 | 1.82 |
| | Pronosticado | 0.43 | 0.45 | 0.49 | 0.37 | 1.20 | 1.65 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -10% | -9% | -8% | -10% | -13% | -10% |

2.5.2.4.4 Pronóstico de la Cuenca 106.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 106 | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 jun-20 |
| Macho de Monte A = 43.82 km² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 1.74 | 1.52 | 1.34 | 1.41 | 2.40 3.30 |
| | Pronosticado | 1.80 | 1.50 | 1.30 | 1.35 | 2.45 3.45 |
| | Diferencia con respecto al histórico | 3% | -1% | -3% | -5% | 2% 5% |
| La Cuchilla A = 37.80 km² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 3.45 | 2.72 | 2.81 | 3.14 | 4.87 5.95 |
| | Pronosticado | 3.60 | 2.70 | 2.75 | 3.00 | 5.00 6.30 |
| | Diferencia con respecto al histórico | 4% | -1% | -2% | -4% | 3% 6% |
| Macano A = 53.63 km² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 3.58 | 2.77 | 2.88 | 2.80 | 4.56 6.03 |
| | Pronosticado | 3.39 | 2.56 | 2.58 | 2.60 | 4.45 5.60 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -5% | -8% | -10% | -7% | -2% -7% |
| RP-490 A = 20.21 km² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 0.57 | 0.88 | 1.17 | 1.63 | 2.26 2.97 |
| | Pronosticado | 0.55 | 0.81 | 1.05 | 1.55 | 2.22 2.79 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -4% | -8% | -10% | -5% | -2% -6% |
| Concepción A = 8.37 km² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 4.16 | 3.02 | 2.27 | 2.75 | 5.20 6.22 |
| | Pronosticado | 3.80 | 2.75 | 2.00 | 2.50 | 5.10 6.10 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -9% | -9% | -12% | -9% | -2% -2% |
| Pedregalito I A = 64.44 km² | Histórico (Periodo 1971-2018) | 3.01 | 2.22 | 2.09 | 2.46 | 4.71 6.25 |
| | Pronosticado | 2.98 | 2.00 | 1.90 | 2.35 | 4.71 6.10 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -1% | -10% | -9% | -5% | 0% -2% |

2.5.2.4.5 Pronóstico de la Cuenca 108.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 108 | | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Cochea A = 103.27 km² | Histórico | 4.39 | 3.52 | 3.47 | 3.42 | 6.37 | 9.16 |
| | Pronosticado | 4.10 | 3.20 | 3.15 | 3.25 | 6.80 | 8.55 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -9% | -9% | -5% | 7% | -7% |
| Dolega A= 17.73 km² | Histórico | 0.71 | 0.57 | 0.56 | 0.55 | 1.03 | 1.48 |
| | Pronosticado | 0.66 | 0.52 | 0.51 | 0.53 | 1.10 | 1.38 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -9% | -9% | -5% | 7% | -7% |
| Los Planetas I A= 61.20 km² | Histórico | 2.18 | 1.69 | 1.54 | 1.58 | 4.15 | 8.28 |
| | Pronosticado | 2.02 | 1.55 | 1.43 | 1.45 | 3.95 | 7.50 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -8% | -7% | -8% | -5% | -9% |
| Los Planetas II A= 7.58 km² | Histórico | 0.26 | 0.20 | 0.18 | 0.19 | 0.50 | 0.99 |
| | Pronosticado | 0.24 | 0.19 | 0.17 | 0.17 | 0.48 | 0.90 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -8% | -7% | -8% | -5% | -9% |
| Fortuna A= 174.81 km² | Histórico | 35.05 | 30.13 | 25.82 | 22.19 | 27.12 | 27.91 |
| | Pronosticado | 30.00 | 23.00 | 21.50 | 19.00 | 26.00 | 27.91 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -14% | -24% | -17% | -14% | -4% | 0% |
| Algarrobos A= 17.26 km² | Histórico | 1.66 | 1.37 | 1.19 | 0.97 | 1.29 | 1.56 |
| | Pronosticado | 1.50 | 1.20 | 1.05 | 0.85 | 1.15 | 1.45 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -9% | -13% | -12% | -12% | -11% | -7% |
| Mendre I A= 163.54 km² | Histórico | 8.62 | 5.27 | 10.20 | 18.57 | 27.37 | 9.07 |
| | Pronosticado | 8.00 | 4.80 | 9.33 | 16.50 | 24.50 | 8.40 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -9% | -9% | -11% | -10% | -7% |
| Gualaca A= 62 km² | Histórico | 2.58 | 1.72 | 1.69 | 1.49 | 4.92 | 10.32 |
| | Pronosticado | 2.35 | 1.50 | 1.49 | 1.32 | 4.35 | 9.50 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -9% | -13% | -12% | -12% | -12% | -8% |
| SD La Esperanza A= 129 km² | Histórico | 4.28 | 2.89 | 2.77 | 3.06 | 9.34 | 18.57 |
| | Pronosticado | 3.97 | 2.63 | 2.52 | 2.54 | 8.50 | 16.50 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -9% | -9% | -17% | -9% | -11% |
| Barrigón A= 32 km² | Histórico | 1.30 | 0.88 | 0.86 | 0.75 | 2.20 | 4.24 |
| | Pronosticado | 1.18 | 0.76 | 0.76 | 0.67 | 1.95 | 3.91 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -9% | -13% | -12% | -12% | -11% | -8% |
| Prudencia A= 113 km² | Histórico | 4.36 | 3.47 | 3.43 | 3.35 | 6.23 | 8.98 |
| | Pronosticado | 4.05 | 3.10 | 3.05 | 2.95 | 5.40 | 8.25 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -11% | -11% | -12% | -13% | -8% |
| La Estrella A= 137 km² | Histórico | 10.29 | 8.10 | 7.04 | 6.43 | 8.08 | 10.46 |
| | Pronosticado | 9.55 | 7.05 | 6.20 | 5.80 | 7.02 | 9.60 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -13% | -12% | -10% | -13% | -8% |
| Los Valles A= 58.20 km² | Histórico | 4.21 | 3.28 | 2.63 | 2.40 | 5.61 | 8.50 |
| | Pronosticado | 3.90 | 2.85 | 2.35 | 2.15 | 5.00 | 7.70 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -7% | -13% | -11% | -10% | -11% | -9% |

2.5.2.4.6 Tabla 27 Pronóstico de la Cuenca 110.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 110 | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 jun-20 |
| San Lorenzo A = 511.40 km² | Histórico | 29.26 | 21.14 | 16.47 | 13.32 | 23.12 45.91 |
| | Pronosticado | 29.00 | 20.75 | 16.00 | 12.75 | 24.00 50.00 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -1% | -2% | -3% | -4% | 4% 9% |

2.5.2.4.7 Pronóstico de la Cuenca 114.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 114 | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 jun-20 |
| Barro Blanco A = 664.25 km² | Histórico | 26.00 | 17.79 | 14.25 | 12.00 | 24.84 47.17 |
| | Pronosticado | 25.26 | 16.63 | 13.68 | 11.59 | 24.84 47.17 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -3% | -7% | -4% | -3% | 0% 0% |

2.5.2.4.8 Pronóstico de la Cuenca 118.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 118 | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 jun-20 |
| Las Cruces A = 352.57 km² | Histórico | 10.83 | 6.98 | 5.46 | 5.34 | 11.97 26.19 |
| | Pronosticado | 10.25 | 6.56 | 5.41 | 5.26 | 11.89 26.19 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -5% | -6% | -1% | -2% | -1% 0% |

2.5.2.4.9 Tabla 30 Pronóstico de la Cuenca 132.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 132 | | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| La Yeguada A = 19.30 km² | Histórico | 0.63 | 0.43 | 0.37 | 0.37 | 0.71 | 1.46 |
| | Pronosticado | 0.58 | 0.39 | 0.34 | 0.33 | 0.68 | 1.42 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -8% | -9% | -9% | -10% | -5% | -3% |

2.5.2.4.10 Tabla 31 Pronóstico de la Cuenca 134.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 134 | | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| El Fraile A = 159.72 km² | Histórico | 6.02 | 4.07 | 2.38 | 2.86 | 4.61 | 6.64 |
| | Pronosticado | 5.50 | 3.75 | 2.20 | 2.65 | 4.20 | 5.98 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -9% | -8% | -8% | -7% | -9% | -10% |

2.5.2.4.11 Tabla 32 Pronóstico de la Cuenca 148.

| Caudal mensual promedio histórico y pronosticado para las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca 148 | | | | | | | |
|--|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Centrales Hidroeléctricas | | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 |
| Bayano A = 3650 km² | Histórico | 86.81 | 51.38 | 53.36 | 94.69 | 167.39 | 185.84 |
| | Pronosticado | 50.00 | 25.00 | 27.00 | 65.00 | 145.00 | 170.00 |
| | Diferencia con respecto al histórico | -42% | -51% | -49% | -31% | -13% | -9% |