

**ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA**

**INFORME DE LA PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO MAYOR 2019
CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SENI**

OC-GO-14-MANMAY1811-181130-V0



Para: Agentes del MEM

Preparado por: Gerencia de Operaciones del OC-SENI

	ELABORADO POR:	APROBADO POR:	VISTO BUENO POR:	FECHA ELABORACIÓN
V0	Luinys Ogando Víctor Collado Área de Estudios	 Peter Santana Encargado de Estudios	 Andrés Manzueta Gerente de Operaciones	2018-11-30



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
2. MODELO COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS MAYORES CENTRALES GENERACIÓN	5
2.1 CONSIDERACIONES EN LOS INSUMOS DEL MODOM MANTENIMIENTO MAYOR	6
2.2 DEFINICIÓN DE LA COORDINACIÓN DEL MANTENIMIENTO MAYOR	6
3. FECHAS DECLARADAS POR LOS AGENTES DEL MEM PARA EL MM 2018	7
4. CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MM 2019	9
5. COMPARACIÓN MM REALIZADOS VS PLANIFICADOS PARA EL 2018	11
6. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	11
6.1 RESULTADOS	12
7. CONCLUSIONES	20
8. RECOMENDACIONES	20
9. ANEXOS	21
9.1 FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO DE COORDINACIÓN DEL MANTENIMIENTO MAYOR	21
9.2 OBSERVACIONES PRESENTADAS POR LOS AGENTES DEL MEM	28

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Listado control de las informaciones enviadas para el MM 2018	4
Tabla 2. Fechas declaradas por Agentes del MEM de sus Mantenimientos Mayores 2019	7
Tabla 3. Cronograma propuesto (optimizado) del Programa de Manteniendo Mayor 2019	12
Tabla 4. Impacto económico y energético del Programa de MM 2019	15
Tabla 5. Energía esperada de las centrales térmicas resultante de la optimización del MM 2019	15
Tabla 6. Energía esperada en GWh de las centrales hidráulicas y régimen especial resultante de la optimización del MM 2019	17
Tabla 7. Costo marginal, demanda y generación esperada en el Programa de MM 2019	19
Tabla 8. Variables decisión modelo coordinación Mantenimiento Mayor	21
Tabla 9. Parámetros modelo coordinación Mantenimiento Mayor	21
Tabla 10. Conjuntos modelo coordinación Mantenimiento Mayor	22
Tabla 11. Restricciones modelo coordinación Mantenimiento Mayor	23
Tabla 12. Cumplimiento Seguimiento del Programa de Mantenimientos Mayores de generación 2018	24
Tabla 13. Histórico observaciones	28



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Resumen lógico de coordinación mantenimientos del SENI.	6
Figura 2. Fechas declaradas por Agentes del MEM de sus mantenimientos mayores 2019.....	8
Figura 3. Escenarios para evaluar para el programa de mantenimiento mayor	10
Figura 4. Comparación mantenimientos mayores realizados vs planificados para el 2018	11
Figura 5. Fechas propuestas (optimización) del Programa de Mantenimiento Mayor 2019.	13
Figura 6. Distribución del mantenimiento mayor coordinado en días por mes	14



1. INTRODUCCIÓN

Siguiendo los lineamientos de los artículos 184 y 185, del Reglamento de Aplicación la Ley General de Electricidad 125-01, a continuación se presenta el informe preliminar de la programación del Mantenimiento Mayor Anual 2018 (MM 2018). Los artículos antes mencionados pueden ser resumidos de la siguiente forma:

- Se considera un mantenimiento mayor, como aquel que requiera la indisponibilidad total de la instalación de generación o de transmisión por un periodo mayor o igual a 168 horas (7 días).
- Los Agentes del MEM remitirán las informaciones relevantes al OC para la elaboración del programa preliminar a más tardar el 30 septiembre de cada año.
- Sobre la base de las informaciones remitidas, el OC elaborará el programa preliminar, de forma tal, que minimice el Costo Anual de Operación y Racionamiento del SENI, el cual publicará a más tardar el 31 de octubre de cada año.
- Evaluados los períodos alternativos propuestos en el programa preliminar por los Agentes, el OC establecerá un programa definitivo que, considerando los nuevos antecedentes, minimice los costos de operación y racionamiento. Este programa será comunicado a los Agentes del MEM, a más tardar el treinta (30) de noviembre de cada año.

A continuación se muestra el listado de las informaciones enviadas por los Agentes del MEM, para la realización de este programa preliminar¹:

Tabla 1. Listado control de las informaciones enviadas para el MM 2018

AGENTE GENERADOR	FECHA DE ENVÍO OC-SENI
AES	27 SEPT 2018
CDEEE - CESPM	14 SEPT 2018
CEPP	27 SEPT 2018
DPP	27 SEPT 2018
EGE-HAINA	01 OCT 2018
EGEHID	12 SEPT 2018
EGE-ITABO	27 SEPT 2018
GPLV	27 SEPT 2018
LAESA	28 SEPT 2018

¹ No fueron enviadas informaciones en relación al Mantenimiento Mayor de equipos de Transmisión.



**ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA, INC.**

AGENTE GENERADOR	FECHA DE ENVÍO OC-SENI
LEAR (SAN FELIPE & MONTE RÍO)	26 SEPT 2018
LOS ORÍGENES	28 SEPT 2018
METALDOM	28 SEPT 2018
MONTE RÍO POWER	03 OCT 2018
PVDC	18 SEPT 2018
SAN PEDRO BIO-ENERGY	28 SEPT 2018
SEABOARD	20 SEPT 2018

2. MODELO COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS MAYORES CENTRALES GENERACIÓN

El retiro por Mantenimiento Mayor de unidades generadoras operadas en base produce, en los sistemas eléctricos, un aumento en el costo de producción total del sistema y la probabilidad de racionamiento, por el ingreso de centrales de mayor costo de operación y la reducción de la reserva fría del mismo.

Surge la necesidad de realizar una coordinación de los mantenimientos de manera centralizada dentro de los procesos de planeación de la operación de los sistemas eléctricos, para minimizar el efecto adverso sobre los costos operativos y la confiabilidad del sistema.

El problema de coordinación de mantenimientos mayores puede ser planteado como un problema de optimización del tipo programación lineal entero mixto. La solución de este problema permite definir cuál combinación de las opciones posibles de mantenimientos basadas en las declaraciones de los agentes propietarios, produce el óptimo global de la función objetivo del sistema eléctrico de interés.

El análisis para la optimización y coordinación del MM 2019 fue realizada con la herramienta **(MOPMM) Modelo Programación Mantenimiento Mayor** desarrollada para este propósito en el OC; el lenguaje de modelado matemático GAMS y el optimizador CPLEX. Ver en el anexo más detalle de la formulación matemática del modelo.



2.1 Consideraciones en los insumos del MODOM Mantenimiento Mayor

- **Demanda:** la demanda es distribuida en las barras del SENI, en orden cronológico diario y cada día es representado por tres bloques de demanda (mínima, media, máxima), para cada día del año analizado. Esto permite mantener la ligazón temporal cronológica del problema de coordinación de mantenimientos.
- **Red de transmisión:** la topología de la red puede ser modificada en cada bloque permitiendo representar la entrada de nuevos proyectos y/o mantenimientos de la red de transmisión. En adición restricciones de seguridad por contingencia pueden ser consideradas con análisis exógenos al modelo.
- **Datos de centrales de generación:** son considerados los datos básicos de modelamiento de generación tales como potencia máxima, mínima por bloque, costos variables de producción, así como los periodos de mantenimiento propuestos con holgura para posible adelanto o retraso. En el caso de la generación hidráulica son tomados en cuenta los insumos para el cálculo de los niveles de embalse y las restricciones de encadenamiento hidráulicos.

2.2 Definición de la coordinación del Mantenimiento Mayor

En resumen puede visualizarse en la siguiente figura la lógica de la coordinación:

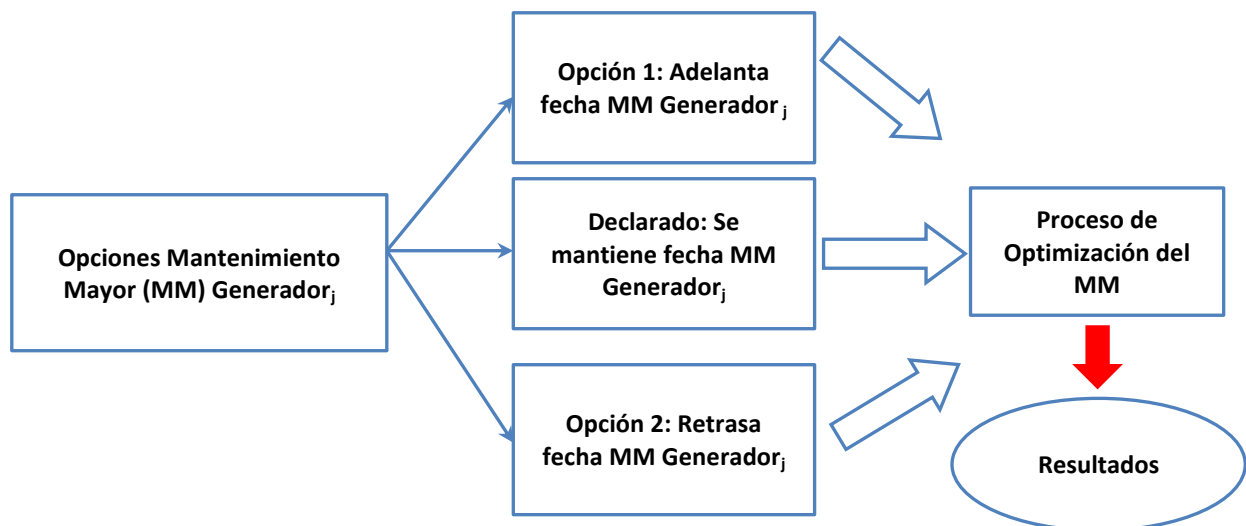


Figura 1. Resumen lógico de coordinación mantenimientos del SENI.



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

El resultado de la solución del problema de optimización presentan los cambios convenientes a las fechas de cada mantenimiento mayor en base a la fecha, tiempo y holgura declarada por la empresa generadora y la proyección de demanda esperada.

3. FECHAS DECLARADAS POR LOS AGENTES DEL MEM PARA EL MM 2018

En la **Tabla 2** y en la **Figura 2** se muestran las fechas declaradas por los Agentes del MEM, en orden cronológico, de los mantenimientos mayores de sus centrales de generación correspondientes al año 2019:

Tabla 2. Fechas declaradas por Agentes del MEM de sus Mantenimientos Mayores 2019²

CÓDIGO CENTRAL UNIDAD	FECHA DE INICIO DECLARADA	FECHA DE FINALIZACIÓN DECLARADA	DURACIÓN	HOGURA (- +)
G3AANDRE	sábado, 05 de enero de 2019	jueves, 17 de enero de 2019	13	-2 +2
G3RBLAN1	martes, 08 de enero de 2019	miércoles, 23 de enero de 2019	16	-7 +7
G3LDAMAS	lunes, 14 de enero de 2019	domingo, 20 de enero de 2019	7	-7 +7
G3RBLAN2	martes, 22 de enero de 2019	miércoles, 06 de febrero de 2019	16	-7 +7
G3ITABO1	sábado, 02 de marzo de 2019	domingo, 17 de marzo de 2019	16	-2 +2
G3CESPM1	domingo, 03 de marzo de 2019	sábado, 09 de marzo de 2019	7	-0 +7
G3AGUAC2	lunes, 04 de marzo de 2019	domingo, 10 de marzo de 2019	7	-7 +7
G3CESPM3	lunes, 11 de marzo de 2019	viernes, 19 de abril de 2019	40	-7 +7
G3JIGUE2	lunes, 11 de marzo de 2019	domingo, 17 de marzo de 2019	7	-7 +7
G3TAVER2	martes, 12 de marzo de 2019	sábado, 23 de marzo de 2019	12	-2 +2
G3ITABO2	sábado, 27 de abril de 2019	domingo, 12 de mayo de 2019	16	-2 +2
G3LMINA6	sábado, 18 de mayo de 2019	jueves, 23 de mayo de 2019	6	-2 +2
G3LMINA7	sábado, 18 de mayo de 2019	viernes, 24 de mayo de 2019	7	-2 +2
G3PELMCT	sábado, 18 de mayo de 2019	viernes, 24 de mayo de 2019	7	-2 +4
G3RBLAN1	martes, 02 de julio de 2019	martes, 16 de julio de 2019	15	-2 +2
G3RBLAN2	lunes, 15 de julio de 2019	lunes, 29 de julio de 2019	15	-7 +7
G3CESPM2	martes, 16 de julio de 2019	lunes, 22 de julio de 2019	7	-7 +7
G3TAVER1	lunes, 02 de septiembre de 2019	lunes, 16 de septiembre de 2019	15	-7 +7
G3TAVER2	lunes, 16 de septiembre de 2019	lunes, 30 de septiembre de 2019	15	-7 +7
G3MONCI1	martes, 01 de octubre de 2019	martes, 15 de octubre de 2019	15	-7 +7
G3MONCI2	martes, 15 de octubre de 2019	martes, 29 de octubre de 2019	15	-7 +7
G3JIMENO	lunes, 04 de noviembre de 2019	jueves, 28 de noviembre de 2019	25	-7 +7

² Holgura no declarada por el agente | se asumió ± 7



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

CÓDIGO CENTRAL UNIDAD	FECHA DE INICIO DECLARADA	FECHA DE FINALIZACIÓN DECLARADA	DURACIÓN	HOGURA (- +)
G3SPBENE	martes, 05 de noviembre de 2019	domingo, 24 de noviembre de 2019	20	-7 +7
G3LMINA5	domingo, 24 de noviembre de 2019	jueves, 05 de diciembre de 2019	12	-2 +2

Cabe aclarar que el periodo de Mantenimiento Mayor declarado por la empresa DPP para la unidad Los Mina 6 desde el 18 de mayo del 2019 por 6 días no cumple con la definición de Mantenimiento Mayor según el RALGE: *“Es aquel cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un periodo igual o mayor a **ciento sesenta y ocho (168) horas.**”*, por lo que el periodo declarado no es considerado en la optimización del Mantenimiento Mayor 2019.

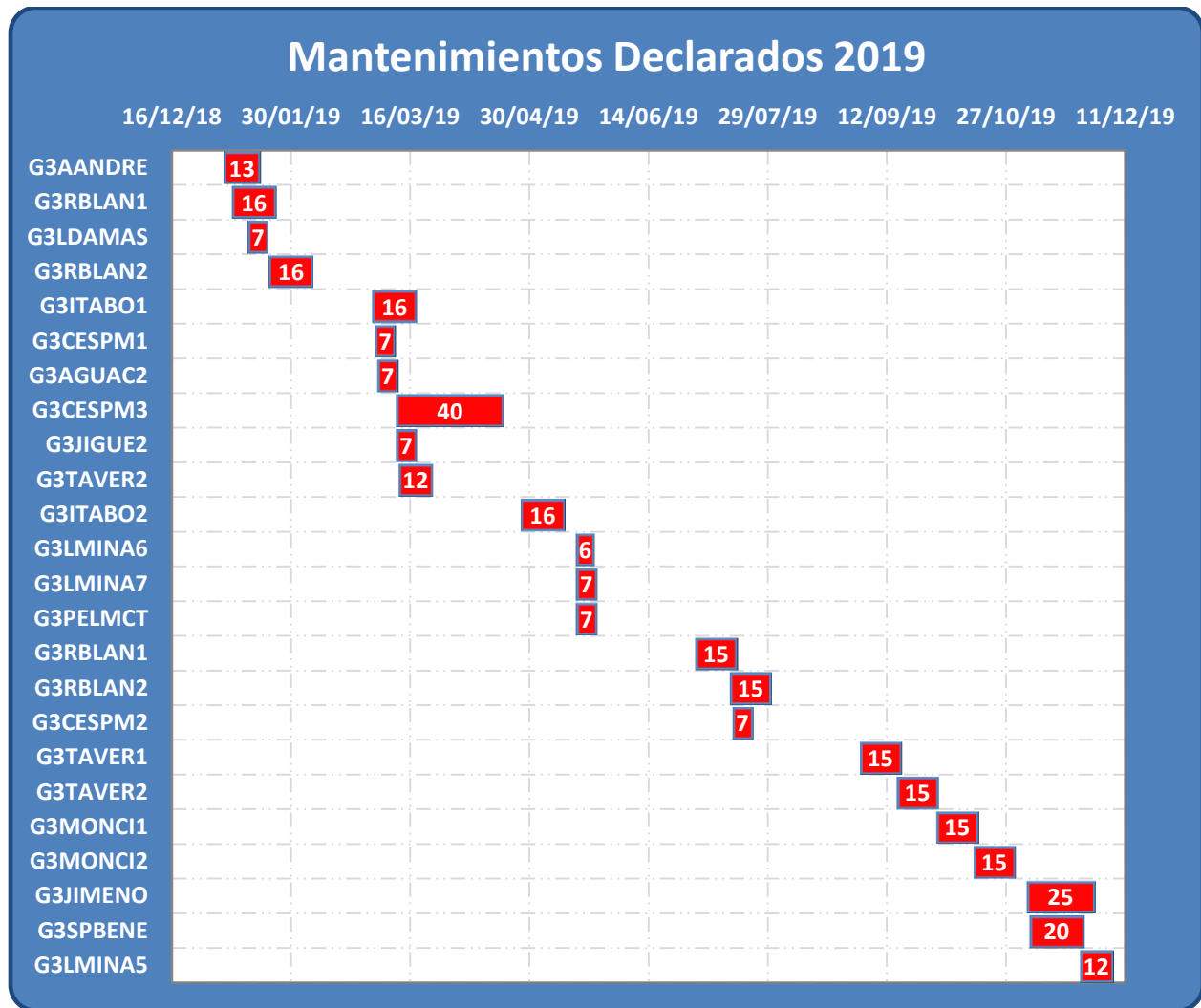


Figura 2. Fechas declaradas por Agentes del MEM de sus mantenimientos mayores 2019



4. CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MM 2019

- **Los requerimientos de la demanda:** fueron tomados de las informaciones contenidas en la base de datos utilizada para del Programa de Largo Plazo del periodo de estudio 2019 - 2022.
- **Los requerimientos de disponibilidad de generación:** fueron tomados de las informaciones contenidas en la base de datos del Programa de Mediano Plazo del mes de octubre año 2017 y la programación semanal realizada por el OC al mes de octubre.
- **Los costos variables de producción:** fueron tomados de las declaraciones realizadas por los Agentes para la elaboración del Programa Semanal de Operación que emite el OC, al mes de octubre 2018³.
- **Oferta de generación hidroeléctrica:** la operación hidráulica de los embalses serán considerados desde el punto de vista energético a partir de estimaciones estadísticas y sobre la base de los datos históricos utilizados en el Programa de Mediano Plazo octubre 2018 – septiembre 2019.
- **Sistema de transmisión:** se considera la red de transmisión y las restricciones operativas del SENI existentes al 30 de septiembre del 2018.
- Los Agentes del MEM que no informaron los periodos de holgura para la coordinación de sus mantenimientos, se asume en algunos casos una holgura de 1 semana, es decir, que a la fecha declarada para la ejecución del mantenimiento, puede ser adelantada o retrasada en 1 semana para su realización.
- Para la optimización, son consideradas todas las centrales disponibles del SENI.
- Utilizando las fechas declaradas y los periodos de holgura, se realiza un conjunto de simulaciones a fin encontrar la combinación entre los mantenimientos que permita el cumplimiento de los lineamientos del inciso a) del art. 185 del RLGE-125: “...que minimice el costo anual de operación y Racionamiento del SENI...”. Esto puede apreciarse en la Figura 3:

³ Declaración por los agentes del MEM al OC de los costos variables de producción del 07 al 13 de octubre del 2018.

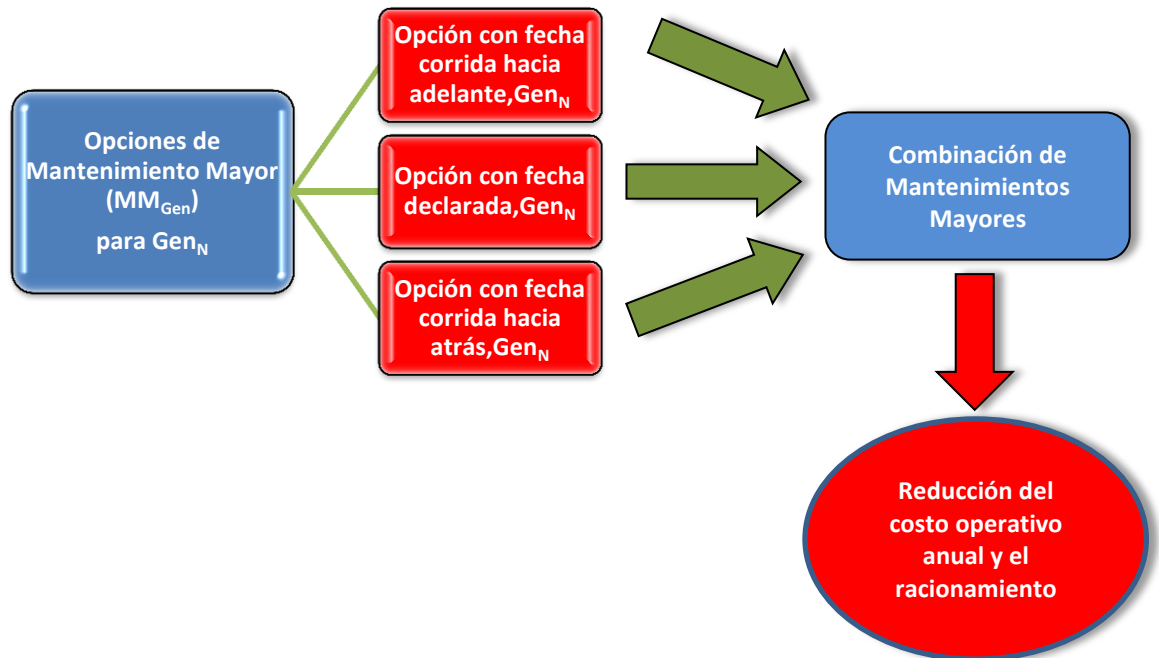


Figura 3. Escenarios para evaluar para el programa de mantenimiento mayor



5. COMPARACIÓN MM REALIZADOS VS PLANIFICADOS PARA EL 2018

Hasta el 30 de octubre del presente año, tras actualizaciones de ejecución de los mantenimientos mayores por parte de los agentes (ver **Tabla 12**, de seguimiento en la sección de anexos del presente informe) se han planificado 31 mantenimientos mayores y se han realizado 13, el detalle por mes se puede observar en la siguiente **Figura 4**.

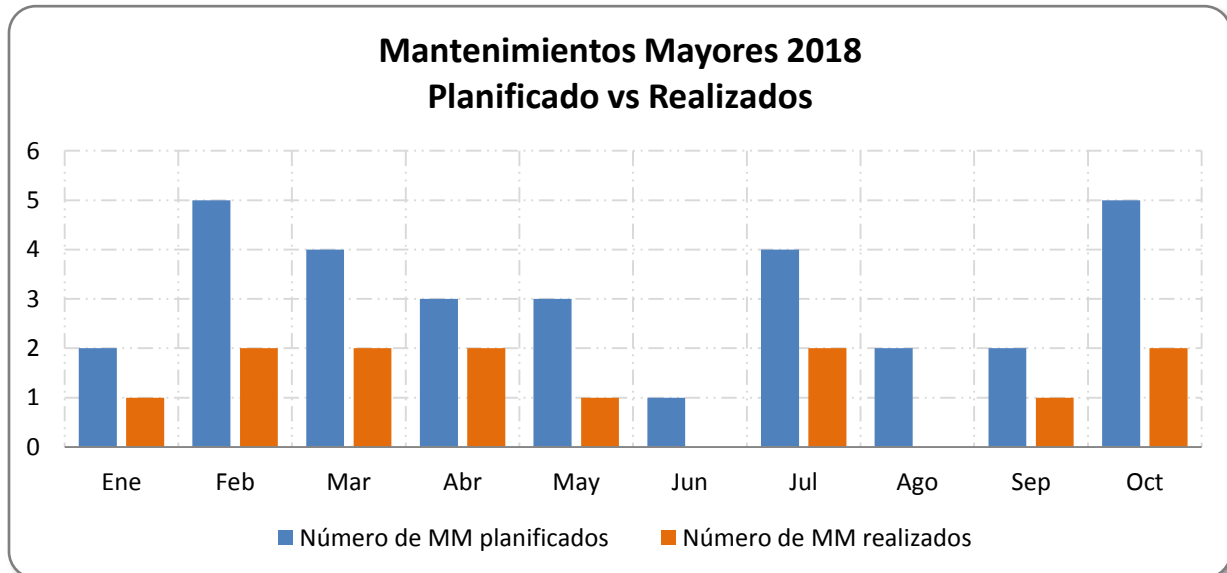


Figura 4. Comparación mantenimientos mayores realizados vs planificados para el 2018⁴

6. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

A continuación mostramos los resultados de las simulaciones propuestas de ejecución del Mantenimiento Mayor 2018.

⁴ Para seguimiento y detalle del Mantenimiento Mayor 2018 ver Tabla 12, sección anexos



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

6.1 Resultados

En la **Tabla 3** y en la **Figura 5** y **Figura 6**, se muestran las fechas propuestas y los días de duración respectivamente, para la realización de los Mantenimientos Mayores de las centrales de generación.

Tabla 3. Cronograma propuesto (optimizado) del Programa de Manteniendo Mayor 2019

CÓDIGO CENTRAL UNIDAD	FECHA DE INICIO OPTIMIZADA	FECHA DE FINALIZACIÓN OPTIMIZADA	DURACIÓN	OBSERVACIONES OC
G3AANDRE	lunes, 07 de enero de 2019	sábado, 19 de enero de 2019	13	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente.
G3RBLAN1	martes, 15 de enero de 2019	miércoles, 30 de enero de 2019	16	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura no declarada).
G3LDAMAS	lunes, 21 de enero de 2019	domingo, 27 de enero de 2019	7	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura no declarada).
G3RBLAN2	martes, 29 de enero de 2019	miércoles, 13 de febrero de 2019	16	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura no declarada).
G3ITABO1	jueves, 28 de febrero de 2019	viernes, 15 de marzo de 2019	16	Se propone adelantarlos con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente.
G3CESPM1	domingo, 10 de marzo de 2019	sábado, 16 de marzo de 2019	7	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente.
G3AGUAC2	lunes, 11 de marzo de 2019	domingo, 17 de marzo de 2019	7	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura no declarada).
G3JIGUE2	lunes, 18 de marzo de 2019	domingo, 24 de marzo de 2019	7	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura no declarada).
G3CESPM3	lunes, 18 de marzo de 2019	viernes, 26 de abril de 2019	40	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura declarada).
G3TAVER2	martes, 19 de marzo de 2019	sábado, 30 de marzo de 2019	12	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (holgura no declarada).
G3ITABO2	jueves, 25 de abril de 2019	viernes, 10 de mayo de 2019	16	Se propone adelantarlos con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente.
G3PELMCT	lunes, 20 de mayo de 2019	domingo, 26 de mayo de 2019	7	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente.
G3RBLAN1	martes, 25 de junio de 2019	martes, 09 de julio de 2019	15	Se propone adelantarlos con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura no declarada).
G3CESPM2	martes, 16 de julio de 2019	lunes, 22 de julio de 2019	7	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
G3RBLAN2	lunes, 22 de julio de 2019	lunes, 05 de agosto de 2019	15	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).
G3TAVER1	lunes, 26 de agosto de 2019	lunes, 09 de septiembre de 2019	15	Se propone adelantarlos con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura declarada).
G3TAVER2	lunes, 16 de septiembre de 2019	lunes, 30 de septiembre de 2019	15	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
G3MONCI1	martes, 24 de septiembre de 2019	martes, 08 de octubre de 2019	15	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
G3MONCI2	martes, 15 de octubre de 2019	martes, 29 de octubre de 2019	15	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

G3SPBENE	domingo, 03 de noviembre de 2019	viernes, 22 de noviembre de 2019	20	Se propone adelantarlos con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente.
G3JIMENO	lunes, 11 de noviembre de 2019	jueves, 05 de diciembre de 2019	25	Se propone retrasarlo con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
G3LMINA5	martes, 26 de noviembre de 2019	sábado, 07 de diciembre de 2019	12	Se propone adelantarlos con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Holgura declarada).

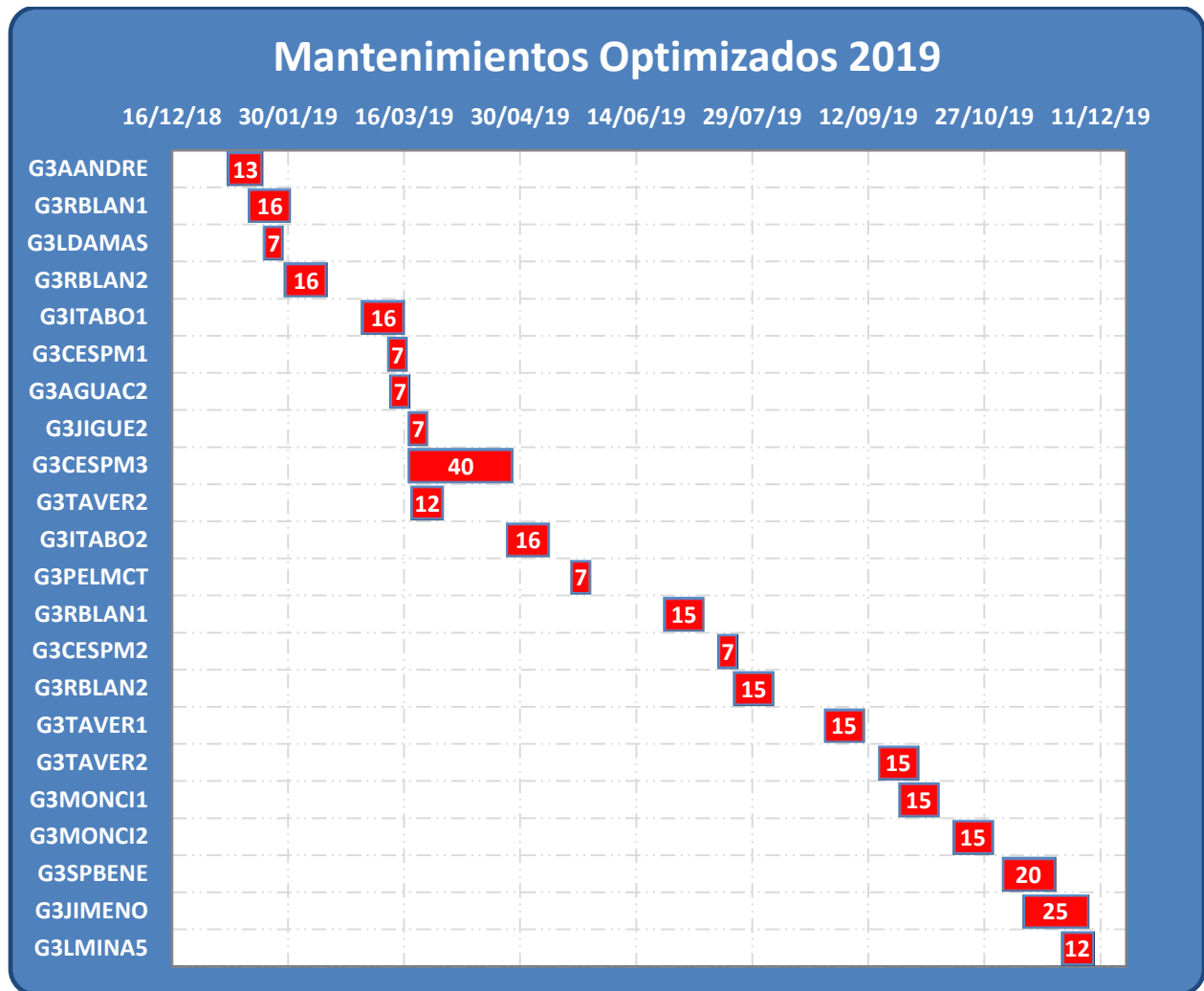


Figura 5. Fechas propuestas (optimización) del Programa de Mantenimiento Mayor 2019.

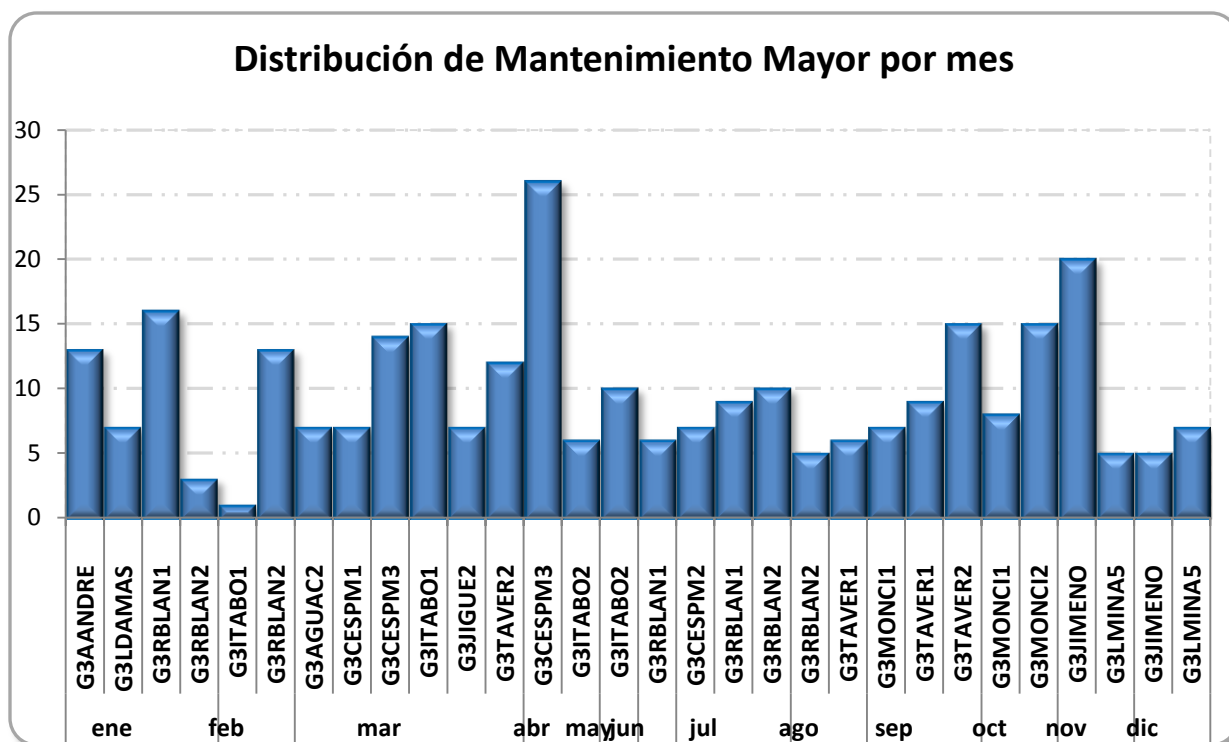


Figura 6. Distribución del mantenimiento mayor coordinado en días por mes

De la figura 6, podemos destacar que durante el mes de marzo del 2019 es donde se encuentra la mayor cantidad de mantenimientos mayores programados (6) y el mes de agosto es el que posee la menor cantidad de mantenimientos programados (1).

En la **Tabla 4** se muestra el potencial de ahorro de la coordinación de los Mantenimientos Mayores, destacándose este ahorro en los meses de enero, marzo, mayo, julio, septiembre, y noviembre del 2019, con hasta **RD\$30.18** millones. Se observa una reducción de **RD\$22.93** millones en el costo operativo total del SENI y una reducción total del desabastecimiento respecto al Mantenimiento Mayor declarado por el agente de **8.34 GWh**.



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

Tabla 4. Impacto económico y energético del Programa de MM 2019

COSTO OPERATIVO (MILLONES RD\$)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO 2019
MM Declarado	4,799.40	3,674.03	4,656.57	4,729.58	5,467.92	5,218.83	5,652.02	5,675.29	5,630.24	5,354.07	5,463.12	4,735.92	61,057.0
MM Coordinado	4,789.49	3,695.31	4,640.14	4,751.64	5,437.74	5,237.01	5,632.60	5,683.16	5,608.42	5,361.98	5,457.53	4,739.04	61,034.1
Diferencia	9.91	(21.28)	16.43	(22.06)	30.18	(18.18)	19.42	(7.87)	21.82	(7.91)	5.59	(3.12)	22.93
DEFICIT ESPERADO (GWh)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO 2019
MM declarado	25.05	0	0.51	0.37	55.35	6.5	33.8	48.1	65.87	0.88	55.69	2.38	294.50
MM final coordinado	25.23	0	0.15	0.6	51.82	8.31	31.79	48.96	60.87	1.02	55.29	2.12	286.16
Diferencia	(0.18)	0.00	0.36	(0.23)	3.53	(1.81)	2.01	(0.86)	5.00	(0.14)	0.40	0.26	8.34

En la **Tabla 5** y en la **Tabla 6**, se presentan los resultados de la energía esperada de las centrales térmicas e hidráulicas respectivamente de la optimización del Programa de Mantenimiento Mayor 2019, y en la **Tabla 7** se presenta un resumen del costo marginal promedio esperado y la producción total anual de energía resultante.

Tabla 5. Energía esperada de las centrales térmicas resultante de la optimización del MM 2019

Unidades / Períodos	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	[GWH]	[CP MMRD\$]	[CVP]
G3AANDRE	127.87	198.91	220.22	213.12	220.22	213.12	220.22	220.22	213.12	220.22	213.12	220.22	2500.61	4076.24	1,630.10
G3LMINA5	0.01	0.01	0.01	0.01	28.8	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	28.88	78.48	2,717.80
G3BARAHC	38.69	34.94	38.69	37.44	38.69	37.44	38.69	38.69	37.44	38.69	37.44	38.69	455.52	1671.8	3,670.10
G3ITABO2	81.84	73.92	81.84	63.36	55.44	79.2	81.84	81.84	79.2	81.84	79.2	81.84	921.36	1697.61	1,842.50
G3ITABO1	80.35	69.98	41.47	77.76	80.35	77.76	80.35	80.35	77.76	80.35	77.76	80.35	904.61	2044.32	2,259.90
G3SESTE	13.88	0.13	10.58	6.98	8.34	23.44	25.47	23.06	20.81	7.29	36.29	30.39	206.65	1103.33	5,339.20
G3PIMEN3	31.47	28.43	31.47	30.46	31.47	30.46	31.47	31.47	30.46	31.47	30.46	31.47	370.55	1758.32	4,745.20
G3CEPP2	19.55	0.2	22.16	22.53	24.06	24	24.82	24.8	23.42	24.82	24	19.06	253.43	1367.5	5,395.90
G3EM2CGN	73.64	71.57	74.44	76.68	74.44	76.68	79.24	79.24	73.08	79.24	76.68	79.24	914.16	3726.48	4,076.40
G3PIMEN2	15.4	13.91	15.4	14.9	15.4	14.9	15.4	15.4	14.9	15.4	14.9	15.4	181.33	926.68	5,110.40



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

Unidades / Períodos	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	[GWH]	[CP MMRD\$]	[CVP]
G3PIMEN1	17.26	15.59	17.26	16.7	17.26	16.7	17.26	17.26	16.7	17.26	16.7	17.26	203.23	1025.31	5,045.00
G3METALD	13.54	0.17	21.79	21.27	23.62	23.48	25.24	25.24	24.43	24.67	24.43	11.53	239.42	1288.87	5,383.20
G3MRIO	51.78	46.77	50.13	48.46	51.78	50.11	51.78	50.13	50.11	51.78	50.11	51.78	604.75	3060.34	5,060.50
G3CEPP1	7.64	2.87	8.28	8.4	8.94	8.71	9	8.97	8.71	9	8.68	7.79	97.01	521.95	5,380.60
G3PALAMA	61.73	44.32	62.65	66.67	68.89	66.67	68.89	64.87	60.42	68.89	66.67	65.93	766.62	3969.62	5,178.10
G3LVEGA	22.7	0	33.01	45.87	51.01	51.36	57.12	57.58	58.59	53.01	34.42	4.17	468.85	2579.84	5,502.50
G3CESPM1	0.83	0	0	0.14	5.02	10.54	16.41	1.31	21.59	6.4	15.32	1.39	78.94	544.19	6,894.00
G3CESPM2	5.12	0	0.19	7.8	0	13.7	16.47	0	0	18.12	24.01	0.04	85.46	572.73	6,701.60
G3CESPM3	4.34	0	0.36	0	10.73	17.25	0	21.86	0	27.5	0	0	82.06	545.29	6,645.00
G3SFELIP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,734.40
G3SFELIV	0.26	0	0	0.01	1.2	0.12	0.41	0.73	1.24	0.66	4.74	0.05	9.42	72.21	7,664.10
G3HAINAG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,132.10
G3IKM22	7.08	0.03	6.68	7.41	8.4	8.29	9.05	9.08	8.78	8.65	8.57	5.82	87.82	496.62	5,654.70
G3LOPPFO	34.08	30.78	34.08	32.98	29.37	28.27	34.08	29.37	32.98	34.08	32.98	34.08	387.1	1970.48	5,090.40
G3QUISQ1	154.5	138.8	154.5	149.26	154.5	149.26	155.78	162.19	156.96	162.19	149.26	162.19	1849.39	9113.43	4,927.80
G3QUISQ2	148.42	128.77	150.29	145.21	157.36	150.71	157.36	157.36	148.36	151.47	144.04	157.36	1796.68	9413.54	5,239.40
G3BERSAL	6.46	0	0.21	5.52	6.76	6.37	7.45	7.53	7.22	6.29	8.2	0.2	62.23	359.65	5,779.70
G3PELMCP	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	109.12	0.01	109.2	198.52	1,817.90
G3PELMCT	232.35	209.87	232.35	224.86	179.88	224.86	232.35	232.35	224.86	232.35	0.01	232.35	2458.43	4252.11	1,729.60
G3PALENQ	2.26	2.05	2.26	2.19	2.26	2.19	2.26	2.26	2.19	2.26	2.19	2.26	26.67	121.29	4,548.30



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

Tabla 6. Energía esperada en GWh de las centrales hidráulicas y régimen especial resultante de la optimización del MM 2019

Unidades / Períodos	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	[GWH]
G3TAVER1	7.84	5.76	15.42	9.61	9.81	10.86	9.69	8.93	15.01	13.25	12.91	12.35	131.45
G3TAVER2	7.05	5.87	10.35	8.84	8.08	8.39	8.33	9.26	10.44	12.03	11.86	10.75	111.27
G3JIGUE1	4.73	8.17	9.19	5.91	6.46	7.31	8.29	11.59	9.04	7.33	9.53	6.01	93.55
G3JIGUE2	4.23	4.98	5.97	6.23	5.93	5.28	11.02	13.29	10.72	10.76	14.44	5.56	98.4
G3AGUAC1	10.56	13.53	7.4	8.38	9.09	7.77	10.01	9.64	9.64	6.16	8.89	8.91	109.96
G3AGUAC2	10.12	14.05	4.99	8.43	7.57	7.97	9.41	9.52	9.87	6.81	8.47	7.02	104.23
G3VALDE1	0.68	1.99	3.72	2.52	2.66	2.34	4.18	4.34	3.42	4.28	6.42	2.72	39.26
G3VALDE2	0.51	1.61	3.4	2.22	2.55	2.23	4.06	4.35	3.26	3.94	6.23	2.34	36.72
G3RBLAN1	3.42	6.38	7.07	6.84	7.07	5.47	5.02	7.07	6.84	7.07	6.84	7.07	76.15
G3RBLAN2	6.38	3.42	7.07	6.84	7.07	6.84	4.79	5.93	6.84	7.07	6.84	7.07	76.15
G3MONCI1	11.07	8.94	9.65	11.84	13.83	7.72	4.81	3.95	3.95	4.18	4.08	6.57	90.58
G3MONCI2	10.37	8.4	9.41	11.52	13.65	7.05	4.31	3.99	4.84	1.93	3.78	5.78	85.02
G3LANGOS	3.49	5.38	5.95	5.76	5.95	5.76	4.91	5.71	5.76	5.95	5.76	5.95	66.34
G3RINCON	5.21	4.7	5.21	5.04	5.21	5.04	5.21	5.21	5.04	5.21	5.04	5.21	61.32
G3HATILL	4.84	4.37	4.84	4.68	4.84	4.68	4.84	4.84	4.68	4.84	4.68	4.84	56.94
G3SYEGUA	5.95	5.38	5.95	5.76	5.95	5.76	5.95	5.95	5.76	5.95	5.76	5.95	70.08
G3SABANE	3.94	3.56	3.94	3.82	3.94	3.82	3.94	3.94	3.82	3.94	3.82	3.94	46.43
G3LDAMAS	2.02	2.35	2.6	2.52	2.6	2.52	2.6	2.6	2.52	2.6	2.52	2.6	30.07
G3LTORO1	2.75	2.49	2.75	2.66	2.75	2.66	2.75	2.75	2.66	2.75	2.66	2.75	32.41
G3LTORO2	1.93	1.75	1.93	1.87	1.93	1.87	1.93	1.93	1.87	1.93	1.87	1.93	22.78
G3PINAL1	2.4	4.81	5.99	5.05	3.91	3.17	6.79	6.6	6.46	4.91	6.18	4.35	60.6
G3PINAL2	2.53	4.3	4.49	4.31	3.75	2.66	6.64	6.41	6.47	4.67	5.99	3.47	55.69
G3PALOM1	5.08	8.84	10.04	9.3	9.11	6.97	4.38	3.05	3.75	5.06	6.39	5.81	77.77
G3PALOM2	4.53	8	9.16	8.17	8.1	6.85	4.03	2.91	3.57	4.43	6.02	5.21	70.97



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

Unidades / Períodos	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	[GWH]
G3CEMON1	0.89	0.81	0.89	0.86	0.89	0.86	0.89	0.89	0.86	0.89	0.86	0.89	10.51
G3CEMON2	0.89	0.81	0.89	0.86	0.89	0.86	0.89	0.89	0.86	0.89	0.86	0.89	10.51
G3BAIGU1	0.22	0.2	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	2.63
G3BAIGU2	0.22	0.2	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	2.63
G3JIMENO	4.84	4.37	4.84	4.68	4.84	4.68	4.84	4.84	4.68	4.84	1.56	4.06	53.04
G3ESALTO	0.3	0.27	0.3	0.29	0.3	0.29	0.3	0.3	0.29	0.3	0.29	0.3	3.5
G3NNAJAY	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.88
G3AVARG1	0.15	0.13	0.15	0.14	0.15	0.14	0.15	0.15	0.14	0.15	0.14	0.15	1.75
G3DRODR2	0.82	0.74	0.82	0.79	0.82	0.79	0.82	0.82	0.79	0.82	0.79	0.82	9.64
G3RJCRUZ	0.37	0.34	0.37	0.36	0.37	0.36	0.37	0.37	0.36	0.37	0.36	0.37	4.38
G3MAGUE1	1.12	1.01	1.12	1.08	1.12	1.08	1.12	1.12	1.08	1.12	1.08	1.12	13.14
G3LBARIA	0.37	0.34	0.37	0.36	0.37	0.36	0.37	0.37	0.36	0.37	0.36	0.37	4.38
G3BDEREC	1.04	0.94	1.04	1.01	1.04	1.01	1.04	1.04	1.01	1.04	1.01	1.04	12.26
G3JCOCOS	4.46	4.03	4.46	4.32	4.46	4.32	4.46	4.46	4.32	4.46	4.32	4.46	52.56
G3LCOCO2	14.88	13.44	14.88	14.4	14.88	14.4	14.88	14.88	14.4	14.88	14.4	14.88	175.2
G3QCABRE	1.56	1.41	1.56	1.51	1.56	1.51	1.56	1.56	1.51	1.56	1.51	1.56	18.4
G3PELARI	26.04	23.52	26.04	25.2	26.04	25.2	26.04	26.04	25.2	26.04	25.2	26.04	306.6
G3MPSOLA	3.35	3.02	3.35	3.24	3.35	3.24	3.35	3.35	3.24	3.35	3.24	3.35	39.42
G3SPBENE	19.06	17.22	19.06	18.45	19.06	18.45	19.06	19.06	18.45	19.06	6.15	19.06	212.13



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

Tabla 7. Costo marginal, demanda y generación esperada en el Programa de MM 2019

---	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
PNS[GWh]	25.2	-	0.2	0.6	51.8	8.3	31.8	49.0	60.9	1.0	55.3	2.1	286.2
DEMABAST[GWh]	1,367.8	1,245.4	1,457.6	1,460.3	1,491.9	1,517.9	1,575.8	1,566.6	1,519.2	1,571.5	1,416.1	1,472.6	17,662.7
DEMANDA[GWh]	1,393.1	1,245.4	1,457.8	1,460.9	1,543.7	1,526.2	1,607.6	1,615.5	1,580.1	1,572.5	1,471.4	1,474.7	17,948.9
PERDIDAS[GWh]	43.1	38.5	45.1	45.1	47.7	47.2	49.7	49.9	48.8	48.6	45.5	45.6	554.6
SSAA[GWh]	45.7	41.1	46.2	48.0	48.5	51.1	53.0	52.6	51.1	53.0	48.7	48.1	586.9
TOTGEN[GWh]	1,455.4	1,323.9	1,547.5	1,552.2	1,586.7	1,614.7	1,677.0	1,667.6	1,617.7	1,671.7	1,508.9	1,564.9	18,788.1
CMGP[\$/MWh]	8,072.0	5,405.0	5,826.0	7,494.0	7,927.0	7,907.0	8,263.0	8,149.0	8,159.0	7,614.0	8,390.0	7,706.0	7,589.0
CPROD[MMRD\$]	4,571.1	3,695.3	4,638.9	4,746.5	4,989.1	5,165.1	5,357.4	5,259.3	5,081.4	5,353.2	4,978.8	4,720.7	58,556.7
CPNS[MMRD\$]	218.4	-	1.3	5.2	448.7	71.9	275.2	423.9	527.0	8.8	478.7	18.4	2,477.4
CT[MMRD\$]	4,789.5	3,695.3	4,640.1	4,751.6	5,437.7	5,237.0	5,632.6	5,683.2	5,608.4	5,362.0	5,457.5	4,739.0	61,034.1



7. CONCLUSIONES

Con la coordinación óptima de los mantenimientos mayores de las centrales de generación para el año 2019 se observa **una reducción del costo operativo del SENI de 22.93 millones de pesos (MMRD\$). El desabastecimiento se reduce con respecto al mantenimiento mayor declarado en unos 8.34 GWh.**

De la optimización de la declaración del MM 2019 podemos destacar que el costo marginal promedio resultante fue de *RD\$ 7,589.0/MWh* y en referencia a la aplicación directa de las fechas declaradas se pronostica un costo marginal promedio de *RD\$ 7,482/MWh*.

Se proyecta una generación para este año de *18,788.1 GWh*, para una demanda total de *17,948.9 GWh*, abasteciéndose un total de *17,662.7 GWh*.

El escenario propuesto para este análisis fue determinístico optimista; no se tomaron en cuenta las condiciones de incertidumbre favorables o desfavorables para el SENI que en el futuro pudieran afectar el escenario operativo actual y propuesto.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda que el mantenimiento mayor propuesto, sobre la base de las informaciones declaradas por los agentes generadores, sean ejecutados en las fechas propuestas en el presente programa, ya que el mismo tiene un proceso de optimización y coordinación que reducirían el impacto en la operación del SENI.



9. ANEXOS

9.1 Formulación matemática del modelo de coordinación del Mantenimiento Mayor

- **Variables de decisión:** en general las variables de decisión corresponden a las de un modelo de despacho económico hidrotérmico de corto plazo que considera las restricciones de red, criterios de seguridad a nivel de transmisión y los encadenamientos hidráulicos, incorporando dos variables binarias relacionadas con la definición de los mantenimientos de las centrales. Con estas variables puede pronosticarse el funcionamiento del sistema y verificar las soluciones operativas a los problemas esperados en el horizonte de estudio.

Tabla 8. Variables decisión modelo coordinación Mantenimiento Mayor

Variable	Descripción	Variable	Descripción
$Pg(n,gr)$	Potencia generada (MW)	$Ang(n,nd)$	Ángulo eléctrico (Rad)
$Pns(n, nd)$	Racionamiento nudo(MW)	$Flujo(n,nd,nd)$	Flujo línea (MW)
$Nemb(n,emb)$	Nivel embalse	$Acc(n,gr)$	Acoplamiento (0-1)
$Vert(n, emb)$	Vertimiento embalse	$Vmtto(n, gr,mtto,opc)$	Opción mtto (0-1)
$AporAA(n,emb)$	Aportación afluentes	-	-

- **Parámetros:** los parámetros del modelo son los usuales en todo modelo de despacho hidrotérmico incluyendo los relacionados a las restricciones de criterio de seguridad a nivel de la red de transmisión.

Entre los parámetros que más se destacan en cuanto a la flexibilidad del modelamiento se encuentran: el flujo máximo en un conjunto de líneas para considerar el criterio de seguridad ante contingencias, las aportaciones netas a los embalses con lo que se incluyen los compromisos de otros usos del agua y el nivel final para cualquier bloque determinado por su conveniencia.

Tabla 9. Parámetros modelo coordinación Mantenimiento Mayor

Parámetro	Descripción	Parámetro	Descripción
$flmx(fg)$	Flujo máximo en conjunto de líneas criterio seguridad (MW)	$sbase$	Potencia base (MW)
$fmn(nd,nd)$	Flujo máximo línea (MW)	$cver$	Costo vertimiento ($\$/m^3$)
$fmn(ln)$	Flujo mínimo línea (MW)		
$x(nd,nd)$	Reactancia línea (p.u.)	$r_{min}(n)$	Reserva mínima en bloque (MW)
$r(nd,nd)$	Resistencia línea (p.u.)	$hbn(n)$	Horas bloque cronológico (h)
$dmd(n,nd)$	Demanda nudo (MW)	$aportn(emb,n)$	Datos aportaciones netas embalse ($10^6 m^3/h$)
$pmx(n,gr)$	Potencia máx. generación(MW)	$nembmn(emb)$	Nivel mínimo embalse (m)
$pmn(n,gr)$	Potencia mín. generación(MW)	$nembmx(emb)$	Nivel máximo embalse (m)



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

Parámetro	Descripción	Parámetro	Descripción
$cvp(gr)$	Costo variable producción(\$/MWh)	$datnfin(emb,n)$	Nivel final embalse(m)
$cens$	Costo racionamiento (\$ /MWh)	$\eta(gr)$	Rendimiento hidroeléctricas(p.u.)

- **Conjuntos de elementos:** definen los elementos indexados de los diferentes conjuntos necesarios para una buena modelación de despacho económico hidrotérmico de mediano plazo.

Tabla 10. Conjuntos modelo coordinación Mantenimiento Mayor

Conjuntos	Descripción	Conjuntos	Descripción
n	Bloque cronológico	nd,ni,nf	Nudos red
$mtto$	Identificador mtto.	$ln(n, nd, nd)$	Líneas red
opc	Opción de mtto.	$ndgr(nd,gr)$	Relación nudo-generador
fg	Restricciones seguridad red	hd	Centrales hidroeléctricas
emb	Embalses hidráulicos	gr	Centrales generadores
$fgate(ni,nf, fg)$	Conjunto líneas restricción seguridad	$hemb(gr,emb)$	Matriz hidro- embalse
		$aab(emb,emb)$	Matriz emb aguas abajo

- **Función objetivo:** esta se define como minimizar el costo producción, desabastecimiento y vertimiento en el horizonte de evaluación del planeamiento del mantenimiento mayor.

$$\text{Min} \sum_n \sum_{gr} hbn(n)cvp(tr)Pg(n, gr) + cens \sum_n \sum_{nd} hbn(n)Pns(n, nd) + cver \sum_n \sum_{emb} hbn(n)Vert(n, emb) \quad (1)$$

- **Restricciones del modelo:** son representadas las principales restricciones de la operación de un sistema eléctrico considerando la red y criterios exógenos de seguridad ante contingencias. En la Tabla siguiente se presentan las restricciones y una breve descripción de cada una de ellas. Un conjunto de 13 restricciones generan un espacio de solución factible al problema de optimización. Las restricciones que definen el efecto del mantenimiento van desde la numeración (2) hasta la (6). Las restricciones del sistema eléctrico de potencia considerando la red de transmisión y las restricciones de seguridad, van desde la numeración (7) hasta la (11). Las restricciones que definen las limitaciones del recurso y encadenamiento hidráulico van desde la numeración (12) hasta la (13).



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

Tabla 11. Restricciones modelo coordinación Mantenimiento Mayor

Restricción- Explicación	Ecuación/Inecuación	N
Acoplamiento- mantenimiento: define el estado del generador, si entra en mantenimiento o está disponible.	$Acc(n, gr) + Vmtto(n, gr, mtto, opc) \leq 1. \forall gr, mtto$	(2)
Ejecución opción mantenimiento: define cual opción declarada produce el óptimo.	$\sum_{n,gr} Vmtto(n, gr, mtto, opc) = \sum_{n,gr} vmtto(gr, mtto, opc). \forall gr, mtto$	(3)
Decisión opción mantenimiento: una de las opciones de mantenimiento debe ser elegida.	$\sum_{opcmtto} vmtto(gr, mtto, opc) = 1. \forall gr, mtto$	(4)
Potencia máxima generador impuesta mantenimiento mayor.	$Pg(n, gr) \leq Acc(n, gr) pmx(n, gr). \forall n, gr$	(5)
Potencia mínima generador impuesta mantenimiento mayor.	$Pg(n, gr) \geq Acc(n, gr) pmn(n, gr). \forall n, gr$	(6)
Balance nudo: define la primera ley de kirchhoff en los nudos de la red para modelo de flujos de potencia en corriente continua.	$\sum_{nd(n,gr)} Pg(n, gr) + \sum_{ln} Fent(nd, ln) + Pn(nd) = \sum_{ln} Fsal(nd, ln) + dmd(n, nd). \forall n, nd$	(7)
Reserva rodante: debe ser mayor o igual a un valor predefinido.	$\sum_{gr} pmx(n, gr) Acc(n, gr) - Pg(n, tr) \geq r_{min}(n). \forall n$	(8)
Flujos líneas: ecuación define flujos por la red.	$Flujo(n, ln(ni, nf)) x(ni, nf) = [\theta(n, ni) - \theta(n, nf)] sbase. \forall n, ln$	(9)
Flujo máx-mín: define límite flujos por la red.	$fmin(ln) \leq Abs(Flujo(ln)) \leq fmx(ln). \forall n, ln$	(10)
Restricción criterio de seguridad: define el valor de transporte máximo en un conjunto de líneas de transmisión predefinidas.	$\sum_{ln \in fgate} Flujo(ln) fgate(ni, nf, fg) \leq flmx(fg). \forall n, fg$	(11)
Nivel embalse: ecuación define la relación entre el nivel, la generación y la conexión del circuito hidráulico.	$Nemb(n, emb) = Nemb(n-1, emb) + aportn(emb, n) + AportAA(n, emb) - hbn(n) Vert(n, emb) - hbn(n) \sum_{hd} [Pg(n, hd) \frac{rhemb(hd, emb)}{\eta(hd)}]. \forall n, emb$	(12)
Aportación embalses aguas arriba: define el recurso hidráulico que cae de embalses afluentes al embalse.	$AporAA(n, emb) = hbn(n) \sum_{hd} \sum_{emb} Pg(n, hd) \frac{hem(hd, emb)}{\eta(hd)} aab(emb, emb) + hbn(n) \sum_{hd} \sum_{emb} Vert(n, emb) abb(emb, emb). \forall n, emb$	(13)
Cota final, límite max-min embalse: puede definirse nivel embalse y restricciones operación.	$Nemb(n, emb) = datnfin(emb, n). \forall n, emb$ $nembmn \leq Nemb(n, emb) \leq nembmx$	(14)



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

Tabla 12. Cumplimiento | Seguimiento del Programa de Mantenimientos Mayores de generación 2018

CENTRAL	MM PROGRAMADOS		DURACIÓN	MM EJECUTADOS 2018		DESV. (DÍAS)	OBSERVACIONES / IMPACTO EL SENI
	INICIO MM 2018	FINAL MM 2018		INICIO MM	FINAL MM		
	(Mes/Día/Año)	(Mes/Día/Año)		(Mes/Día/Año)	(Mes/Día/Año)		
AES ANDRÉS	22 de enero de 2018	29 de enero de 2018	8	20 de enero de 2018	30 de enero de 2018	3	Modificado a raíz de comunicación recibida de parte de AES ANDRÉS donde argumenta que la misma se modificó debido a la disponibilidad de los técnicos especialistas del fabricante. Por correo recibido el 18/01/2018 la fecha fue pospuesta al 22/01/2018 debido a un retraso del personal técnico de Mitsubishi.
MONCIÓN 1	18 de marzo de 2018	6 de abril de 2018	20				Modificado a raíz de solicitud en Helpdesk "10935". La EGEHID le informa que el Mantenimiento mayor de la Central MONCIÓN I programado para iniciar el 15/1/18 por 20 días, fue pospuesto para iniciar el 18/3/18 por 20 días. MONCIÓN II Programado para iniciar el 4/2/18 por 20 días, fue pospuesta para iniciar el 7/4/17.
LOS MINA 6	5 de febrero de 2018	13 de marzo de 2018	37	19 de febrero 2018	29 de marzo 2018	39	Modificado a raíz de comunicación recibida de parte de DPP donde argumenta que la misma se modificó debido a la disponibilidad de los técnicos especialistas del fabricante. Recibida el 26/01/2018 la fecha fue pospuesta al 12/02/2018. Modificado a raíz de comunicación recibida de parte de DPP vía Helpdesk 11060. Recibida el 06/02/2018 la fecha fue pospuesta al 19/02/2018.
PARQUE ENERGÉTICO LOS MINA	5 de febrero de 2018	14 de febrero de 2018	10	26 de febrero 2018	09 de marzo 2018	12	Modificado a raíz de comunicación recibida de parte de DPP donde argumenta que la misma se modificó debido a la disponibilidad de los técnicos especialistas del fabricante. Recibida el 26/01/2018 la fecha fue pospuesta al 19/02/2018. Modificado a raíz de comunicación recibida de parte de DPP donde argumenta que la misma se modificó debido a la disponibilidad de los técnicos especialistas del fabricante. Comunicación recibida de parte de DPP



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

CENTRAL	MM PROGRAMADOS		DURACIÓN	MM EJECUTADOS 2018		DESV. (DÍAS)	OBSERVACIONES / IMPACTO EL SENI
	INICIO MM 2018	FINAL MM 2018		INICIO MM	FINAL MM		
	(Mes/Día/Año)	(Mes/Día/Año)		(Mes/Día/Año)	(Mes/Día/Año)		
							vía Helpdesk 11060. Recibida el 06/02/2018 la fecha fue pospuesta al 19/02/2018
MONCIÓN 2	7 de abril o de 2018	28 de abril de 2018	22	04 de julio 2018	14 de agosto 2018	41	Modificado a raíz de solicitud en Helpdesk "10935". La EGEHID le informa que el Mantenimiento mayor de la Central MONCIÓN I programado para iniciar el 15/1/18 por 20 días, fue pospuesto para iniciar el 18/3/18 por 20 días. MONCIÓN II Programado para iniciar el 4/2/18 por 20 días, fue pospuesta para iniciar el 7/4/17. El mantenimiento mayor de la central de Monción 2 se realizó del 04 de julio 2018 al 14 de agosto de 2018.
CESPM 1	18 de febrero de 2018	24 de febrero de 2018	7	7 de mayo de 2018	14 de mayo de 2018	8	Modificado a raíz de comunicación recibida de parte de CDEEE donde argumenta que la misma se modificó en virtud de que las centrales han tenido un despacho menor y por esto no han acumulado las horas equivalentes Recibida el 13/02/2018 la fecha fue pospuesta al 29/04/2018. Mantenimiento pospuesto para el 7/05/2018 vía comunicación recibida 22/03/2018. Se confirmó el 11 de septiembre que el mantenimiento fue movido para el 31 de diciembre por 32 días.
CESPM 3	25 de febrero de 2018	03 de marzo de 2018	7				Modificado a raíz de comunicación recibida de parte de CDEEE donde argumenta que la misma se modificó en virtud de que las centrales han tenido un despacho menor y por esto no han acumulado las horas equivalentes Recibida el 13/02/2018 la fecha fue pospuesta al 22/04/2018. Mantenimiento pospuesto para el 30/04/2018 vía comunicación recibida 22/03/2018



**ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA, INC.**

CENTRAL	MM PROGRAMADOS		DURACIÓN	MM EJECUTADOS 2018		DESV. (DÍAS)	OBSERVACIONES / IMPACTO EL SENI
	INICIO MM 2018	FINAL MM 2018		INICIO MM	FINAL MM		
	(Mes/Día/Año)	(Mes/Día/Año)		(Mes/Día/Año)	(Mes/Día/Año)		
MONCIÓN 2	7 de marzo de 2018	13 de marzo de 2018	7	27 de marzo 2018	05 de abril 2018	10	5/3/18 La EGEHID le informa que la central MONCIÓN II desde el P/18 del 26/3/18 al P/24 del 4/4/18 por la misma causa de la unidad I. Atentamente, Domingo Rijo
MONCIÓN 1	13 de marzo de 2018	19 de marzo de 2018	7	12 de marzo 2018	23 de marzo 2018	12	5/3/18 La EGEHID le informa que la central MONCIÓN I estará fuera de servicio desde el P/18 del 12/3/18 hasta el P/24 del 23/3/18 con el objetivo de instalar el nuevo regulador de velocidad de la Turbina
RIO BLANCO 1	20 de marzo de 2018	9 de abril de 2018	21				Suspendido
ITABO 2	31 de marzo de 2018	7 de mayo de 2018	38	28 de abril de 2018	7 de junio de 2018	41	Mantenimiento pospuesto vía HELPDESK 11428 recibido el 16/04/2018, debido a disponibilidad de los técnicos el mismo será realizado en fecha 28/ de Abril 2018
SAN FELIPE	22 de abril de 2018	30 de abril de 2018	9				Suspendido vía correo electrónico recibido el 11/05/2018
RIO BLANCO 2	24 de abril de 2018	14 de mayo de 2018	21				Suspendido
BARAHONA CARBÓN	24 de abril de 2018	22 de junio de 2018	60				Mantenimiento modificado vía Help Desk 11386 el mismo fue reprogramado para 19 de agosto 2018 con una duración de 22 días. Mantenimiento modificado vía Helpdesk 11918, debido a razones de logística, el mismo será realizado del 29/07/2018 al 19/08/2018 por un periodo de 2 días.
RIO BLANCO 2	1 de mayo de 2018	15 de mayo de 2018	15				Suspendido
RIO BLANCO 1	8 de mayo de 2018	22 de mayo de 2018	15				Suspendido
ITABO 1	26 de mayo de 2018	10 de junio de 2018	16				Mantenimiento modificado vía Helpdesk 11843, el mismo se realizará en fecha de 7/7/2018 por un periodo de 16 días
RIO BLANCO 1	12 de junio de 2018	26 de junio de 2018	15				Suspendido
CESPM 2	2 de julio de 2018	8 de julio de 2018	7				Mantenimiento Pospuesto a 9/07/2018 vía comunicación recibida el 22/03/2018 , mantenimiento pospuesto para el 08/10/2018 por una duración de 7 días



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

CENTRAL	MM PROGRAMADOS		DURACIÓN	MM EJECUTADOS 2018		DESV. (DÍAS)	OBSERVACIONES / IMPACTO EL SENI
	INICIO MM 2018	FINAL MM 2018		INICIO MM	FINAL MM		
	(Mes/Día/Año)	(Mes/Día/Año)		(Mes/Día/Año)	(Mes/Día/Año)		
							Se confirmó el 11 de septiembre que el mantenimiento fue movido para el 06 de octubre por 32 días.
TAVERA 2	10 de julio de 2018	19 de julio de 2018	10				Mantenimiento Pospuesto, no se ha determinado fecha de inicio. Suspendido
RIO BLANCO 2	20 de julio de 2018	3 de agosto de 2018	15				Suspendido
JIGUEY 1	31 de julio de 2018	13 de agosto de 2018	14				Se confirmó que tienen programado inicial mantenimiento mayor el 02 de octubre 2018, por 7 días.
SABANA YEGUA	7 de agosto de 2018	13 de agosto de 2018	7				Suspendido
JIGUEY 2	20 de agosto de 2018	26 de agosto de 2018	7				Mantenimiento Mayor suspendido, confirmado por el Ing. José Rijo de EGEHIDRO
CESPM 3	1 de septiembre de 2018	10 de octubre de 2018	40	12 de noviembre 2018	En proceso de ejecución	32	Se confirmó el 11 de septiembre que el mantenimiento fue movido para el 12 de noviembre por 32 días.
DOMINGO RODRÍGUEZ 1	25 de septiembre de 2018	1 de octubre de 2018	7				Suspendido
DOMINGO RODRÍGUEZ 2	2 de octubre de 2018	8 de octubre de 2018	7				Suspendido
LOS MINA 5	8 de octubre de 2018	15 de octubre de 2018	8				Se confirmó que moverán el mantenimiento para el 24 de noviembre 2018, por 8 días. Mantenimiento suspendido en comunicación enviada vía helpdesk el 18-11-2018.
LÓPEZ ANGOSTURA	23 de octubre de 2018	6 de noviembre de 2018	15				Suspendido
SAN PEDRO BIOENERGY	25 de octubre de 2018	27 de noviembre de 2018	34				



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.

9.2 Observaciones presentadas por los agentes del MEM

Tabla 13. Histórico observaciones

NOMBRE DEL AGENTE	FECHA DE LA OBSERVACIÓN	OBSERVACIÓN DEL AGENTE	FECHA DE LA RESPUESTA	RESPUESTA A LA OBSERVACIÓN DEL AGENTE
DPP	01/11/18	“Por favor corregir el programa preliminar de mantenimiento mayor para el 2019, según comunicación VPC 187/2018, la unidad: Los Mina 6 inicia el 18 de mayo por 6 días y Los Mina 7 (turbina de vapor) inicia 18 de mayo por un periodo de 7 días.”	01/11/18	Buenas tardes. Recibida la realimentación; la Información será corregida para la emisión del programa definitivo de mantenimiento mayor para el 2019. “Cabe aclarar que el periodo de Mantenimiento Mayor declarado por la empresa DPP para la unidad Los Mina 6 desde el 18 de mayo del 2019 por 6 días no cumple con la definición de Mantenimiento Mayor según el RALGE: “Es aquel cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un periodo igual o mayor a ciento sesenta y ocho (168) horas.”, por lo que el periodo declarado no es considerado en la optimización del Mantenimiento Mayor 2019.”