

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

**INFORME DE LA PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO MAYOR 2017
CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SENI**

OC-GO-14-MANMAY1611-161130-V1



Para: Agentes del MEM

Preparado por: Gerencia de Operaciones OC-SENI

	Preparado por:	Revisado por:	Aprobado por:	Visto bueno:	Fecha
V1	Luinys Ogando/ Victor Collado Analistas de Estudios	Victor Collado Analista de Estudios	Peter Santana Encargado Área de Estudios	Andrés Manzueta Gerente de Operaciones	2016-11-30



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
2. MODELO COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS MAYORES CENTRALES GENERACIÓN.	4
2.1 CONSIDERACIONES EN LOS INSUMOS DEL MODOM MANTENIMIENTO MAYOR	4
2.2 DEFINICIÓN DE LA COORDINACIÓN DEL MANTENIMIENTO MAYOR.....	5
3. FECHAS DECLARADAS POR LOS AGENTES DEL MEM PARA EL MM 2017	6
4. CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MM 2017	8
5. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	10
6. CONCLUSIONES	18
7. RECOMENDACIONES	18
8. ANEXOS	19
8.1 FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO DE COORDINACIÓN DEL MANTENIMIENTO MAYOR	19

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Listado control de las informaciones enviadas para el MM 2017.....	3
Tabla 2. Fechas declaradas por Agentes del MEM de sus Mantenimientos Mayores 2017	6
Tabla 3. Cronograma Propuesto del Programa de Manteniendo Mayor 2017	10
Tabla 4. Impacto económico y energético del Programa de MM 2017	14
Tabla 5. Energía esperada de las centrales térmicas resultante de la optimización del MM 2017	15
Tabla 6. Energía esperada de las centrales hidráulicas resultante de la optimización del MM 2017	16
Tabla 7. Costo marginal, demanda y generación esperada en el Programa de MM 2017	17
Tabla 8. Variables decisión Modelo Coordinación Mantenimiento Mayor	19
Tabla 9. Parámetros Modelo Coordinación Mantenimiento Mayor	19
Tabla 10. Conjuntos Modelo Coordinación Mantenimientos Mayores.....	20
Tabla 11. Restricciones Modelo Coordinación Mantenimientos Mayores.....	21

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Resumen lógico de coordinación mantenimientos del SENI.	5
Figura 2. Fechas declaradas por Agentes del MEM de sus mantenimientos mayores 2017	7
Figura 3. Escenarios para evaluar para el programa de mantenimiento mayor	9
Figura 4. Cronograma del Programa de Manteniendo Mayor Ajustado 2016	13
Figura 5. 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 2017 (MM 2017). Los lineamientos trazados en los artículos antes mencionados pueden ser resumidos de la siguiente forma:

1. 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).
2. 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.
3. 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.
4. 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 control 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 2017

AGENTE GENERADOR	FECHA DE ENVÍO OC-SENI
LAESA	22-Sep-16
GENERADORA SAN FELIPE	23-Sep-16
AES ANDRÉS	23-Sep-16
EGE-ITABO	23-Sep-16
DOMINICAN POWER PARTNERS	23-Sep-16
MONTE RÍO	26-Sep-16
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO	26-Sep-16
GENERADORA PALAMARA - LA VEGA	26-Sep-16

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



AGENTE GENERADOR	FECHA DE ENVÍO OC-SENI
CDEEE	27-Sep-16
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	28-Sep-16
SOVENTIX	28-Sep-16
FALCONBRIDGE DOMINICANA	29-Sep-16
PVDC	30-Sep-16
COMPAÑIA ELÉCTRICA DE PUERTO PLATA	30-Sep-16
LOS ORÍGENES	30-Sep-16
EGE-HAINA	30-Sep-16
EGEHID	30-Sep-16

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 de 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 2017 fue realizada con la herramienta **MODOM Mantenimiento Mayor** desarrollada para este propósito en el OC con 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:

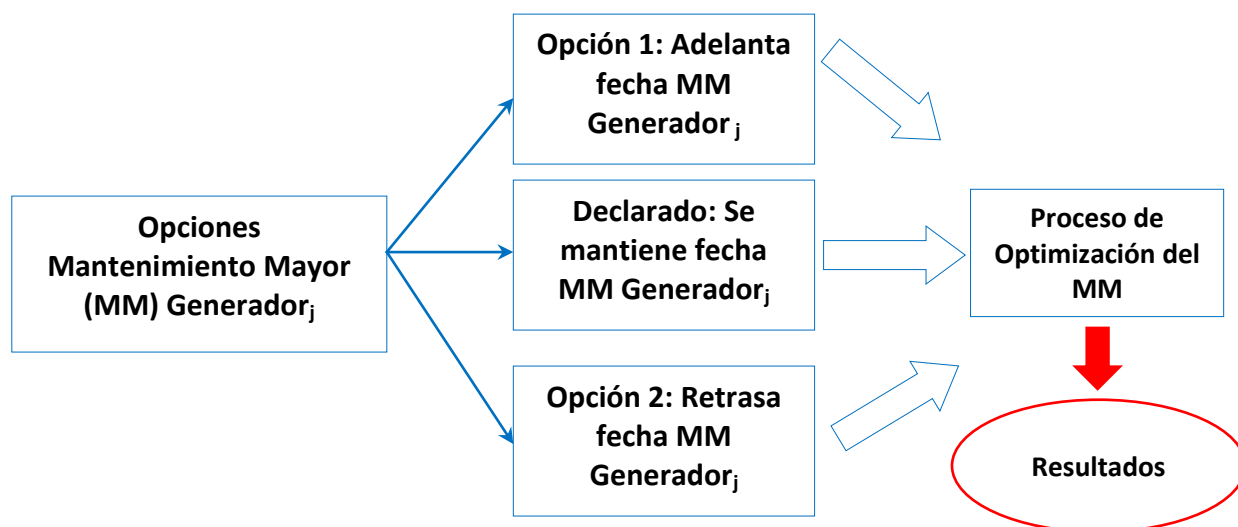


Figura 1. Resumen lógico de coordinación mantenimientos del SENI.

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.



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

3. FECHAS DECLARADAS POR LOS AGENTES DEL MEM PARA EL MM 2017

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 2017:

Tabla 2. Fechas declaradas por Agentes del MEM de sus Mantenimientos Mayores 2017

CENTRAL	FECHA INICIO DECLARADA	FECHA DE TÉRMINO DECLARADA	DURACIÓN (DÍAS)
AES ANDRÉS	16 de enero de 2017	1 de febrero de 2017	16
ITABO 2	4 de febrero de 2017	24 de febrero de 2017	20
BARAHORA CARBÓN	19 de febrero de 2017	11 de marzo de 2017	20
SAN FELIPE	4 de marzo de 2017	25 de marzo de 2017	21
CESPM 1	20 de marzo de 2017	27 de marzo de 2017	7
CESPM 2	27 de marzo de 2017	3 de abril de 2017	7
CESPM 3	3 de abril de 2017	13 de mayo de 2017	40
SABANETA	11 de abril de 2017	19 de abril de 2017	8
ITABO 1	21 de abril de 2017	11 de mayo de 2017	20
MONCIÓN 1	4 de julio de 2017	14 de agosto de 2017	41
MONCIÓN 2	4 de julio de 2017	14 de agosto de 2017	41
CE MONCIÓN 1	7 de julio de 2017	17 de julio de 2017	10
CE MONCIÓN 2	7 de julio de 2017	17 de julio de 2017	10
LOS MINA 6	15 de julio de 2017	30 de julio de 2017	15
TAVERA 1	1 de agosto de 2017	15 de agosto de 2017	14
TAVERA 2	1 de agosto de 2017	15 de agosto de 2017	14
JIGUEY 1	15 de agosto de 2017	7 de septiembre de 2017	23
JIGUEY 2	15 de agosto de 2017	7 de septiembre de 2017	23
LOS MINA 5	26 de agosto de 2017	30 de agosto de 2017	4
CESPM 1	1 de septiembre de 2017	11 de octubre de 2017	40
RÍO BLANCO 1	5 de septiembre de 2017	16 de octubre de 2017	41
RÍO BLANCO 2	5 de septiembre de 2017	16 de octubre de 2017	41
CESPM 1	2 de octubre de 2017	9 de octubre de 2017	7
LÓPEZ ANGOSTURA	3 de octubre de 2017	18 de octubre de 2017	15
SABANA YEGUA	16 de octubre de 2017	23 de octubre de 2017	7
CESPM 2	30 de octubre de 2017	6 de noviembre de 2017	7
CESPM 3	6 de noviembre de 2017	13 de noviembre de 2017	7
DOMINGO RODRÍGEZ	7 de noviembre de 2017	19 de noviembre de 2017	12
SABANETA	13 de noviembre de 2017	23 de noviembre de 2017	10

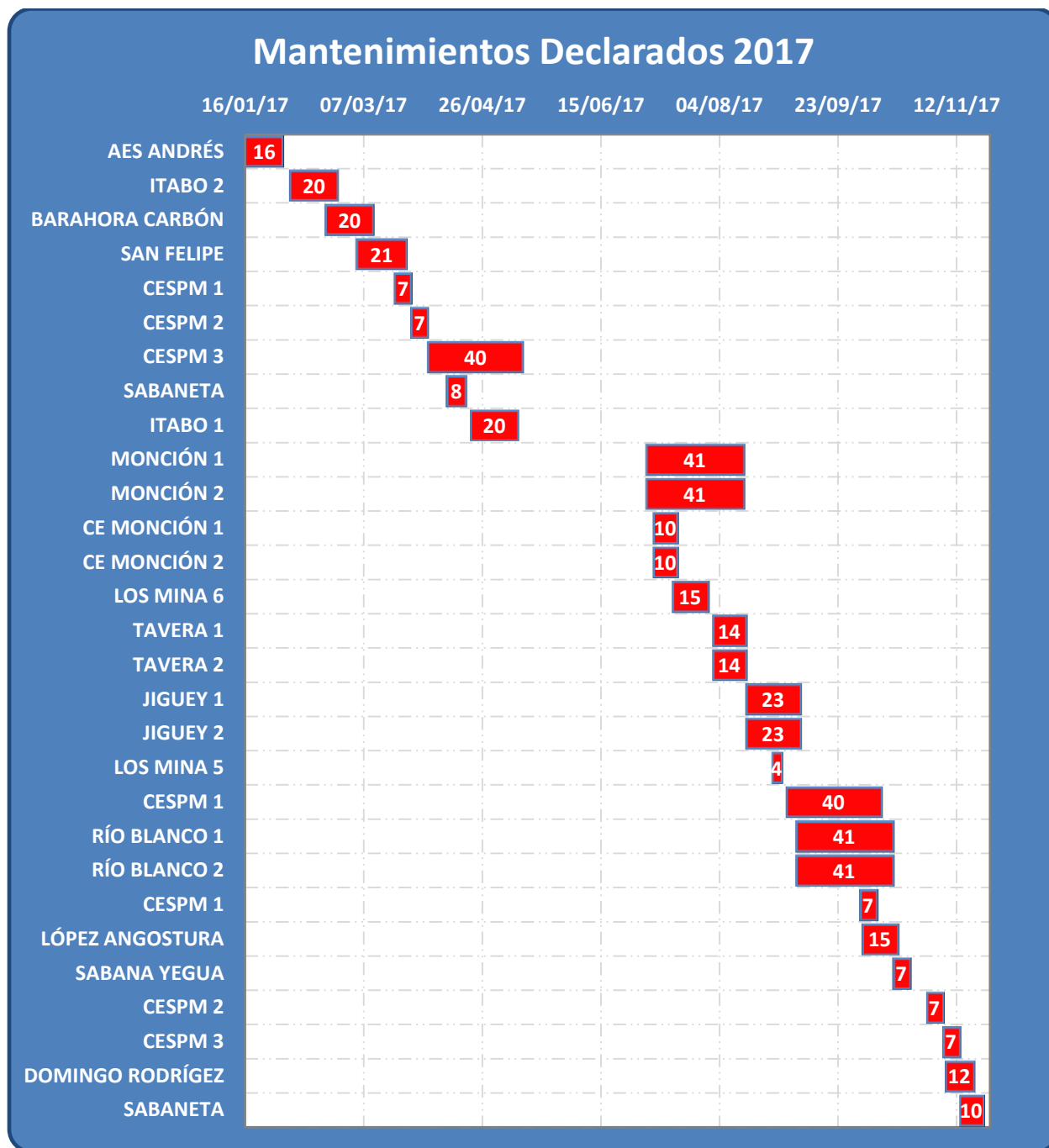


Figura 2. Fechas declaradas por Agentes del MEM de sus mantenimientos mayores 2017



4. CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MIM 2017

- **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 2017 - 2020.
- **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 2016 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 2016².
- **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 2016 – septiembre 2017.
- **Sistema de transmisión:** se considera la red de transmisión y las restricciones operativas del SENI existentes al 15 de octubre 2016.
- Los Agentes del MEM que no informaron los periodos de holgura para la coordinación de sus mantenimientos, se asume 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:

² Declaración por los agentes del MEM al OC de los costos variables de producción del 15 al 21 de octubre del 2016.

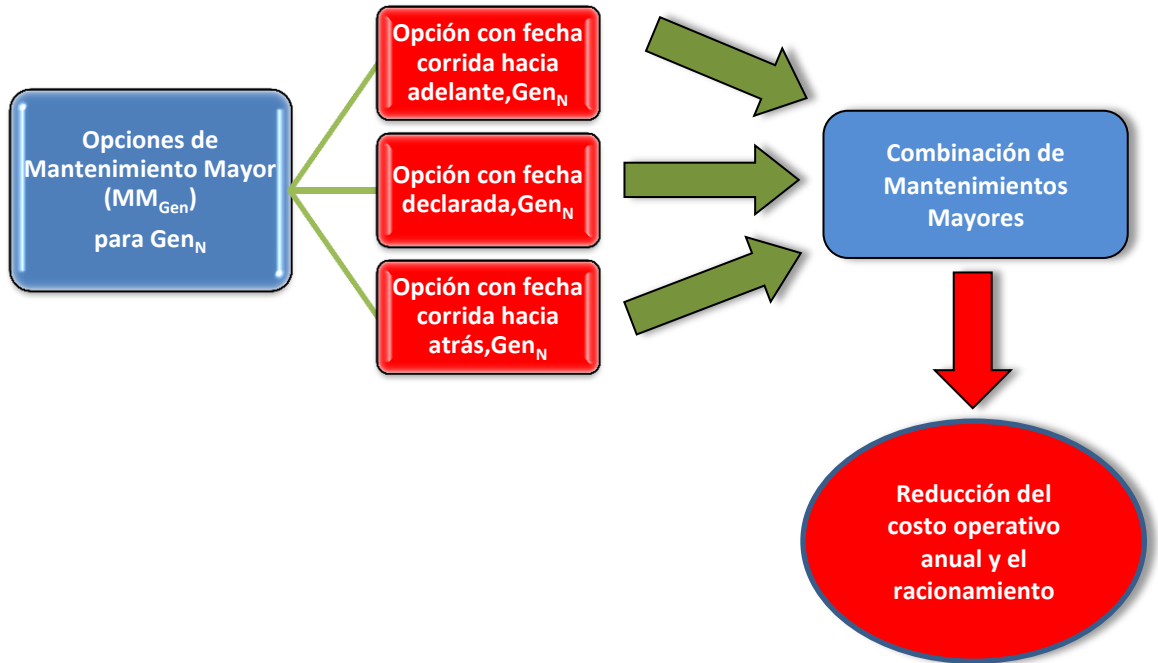


Figura 3. Escenarios para evaluar para el programa de mantenimiento mayor



5. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Como resultado de las simulaciones, se propone como programa de Mantenimiento Mayor el mostrado a continuación.

En la **Tabla 3** y en la **Figura 4** y **Figura 5**, 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 del Programa de Manteniendo Mayor 2017

CENTRAL	FECHA INICIO PROGRAMADA	DIAS DE DURACION	COMENTARIOS-OC
AES ANDRES	14 de enero de 2017	16	Se propone adelantarlo en 2 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).
ITABO 2	4 de febrero de 2017	20	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
BARAHONA CARBON	19 de febrero de 2017	20	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
SAN FELIPE	4 de marzo de 2017	21	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
CESPM 1	13 de marzo de 2017	7	Se propone adelantarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).
CESPM 2	20 de marzo de 2017	7	Se propone adelantarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).
CESPM 3	3 de abril de 2017	40	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
SABANETA	4 de abril de 2017	8	Se propone adelantarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
ITABO 1	26 de abril de 2017	20	Se propone retrasarlo en 5 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).
MONCION 2	27 de junio de 2017	41	Se propone adelantarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
CONTRA EMBALSE MONCION 1	30 de junio de 2017	10	Se propone adelantarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).



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

CENTRAL	FECHA INICIO PROGRAMADA	DIAS DE DURACION	COMENTARIOS-OC
CONTRA EMBALSE MONCION 2	30 de junio de 2017	10	Se propone adelantarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
MONCION 1	11 de julio de 2017	41	Se propone retrasarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
LOS MINA 6	13 de julio de 2017	16	Se propone adelantarlo en 2 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).
TAVERA 1	1 de agosto de 2017	14	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
TAVERA 2	1 de agosto de 2017	14	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
JIGUEY 1	22 de agosto de 2017	23	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
JIGUEY 2	22 de agosto de 2017	23	Se propone retrasarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
RIO BLANCO 1	12 de septiembre de 2017	41	Se propone retrasarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
RIO BLANCO 2	12 de septiembre de 2017	41	Se propone retrasarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
CESPM 1	15 de septiembre de 2017	40	Se propone retrasarlo en 14 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).
CESPM 1	25 de septiembre de 2017	7	Se propone adelantarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).
LOPEZ ANGOSTURA	10 de octubre de 2017	15	Se propone retrasarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
SABANA YEGUA	23 de octubre de 2017	7	Se propone retrasarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).
CESPM 2	6 de noviembre de 2017	8	Se propone retrasarlo en 7 días con respecto a la fecha declarada por el agente. (Fecha de holgura declarada).



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

CENTRAL	FECHA INICIO PROGRAMADA	DIAS DE DURACION	COMENTARIOS-OC
CESPM 3	6 de noviembre de 2017	7	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
DOMINGO RODRIGUEZ 2	7 de noviembre de 2017	12	La fecha del MMTTO permanece igual a la declarada por el agente.
SABANETA	13 de noviembre de 2017	10	La fecha del MM permanece igual a la declarada por el agente.
DOMINGO RODRIGUEZ 1	14 de noviembre de 2017	12	Se propone retrasarlo en 7 días con respecto a la fecha de inicio declarada por el agente. (Fecha de holgura no declarada).

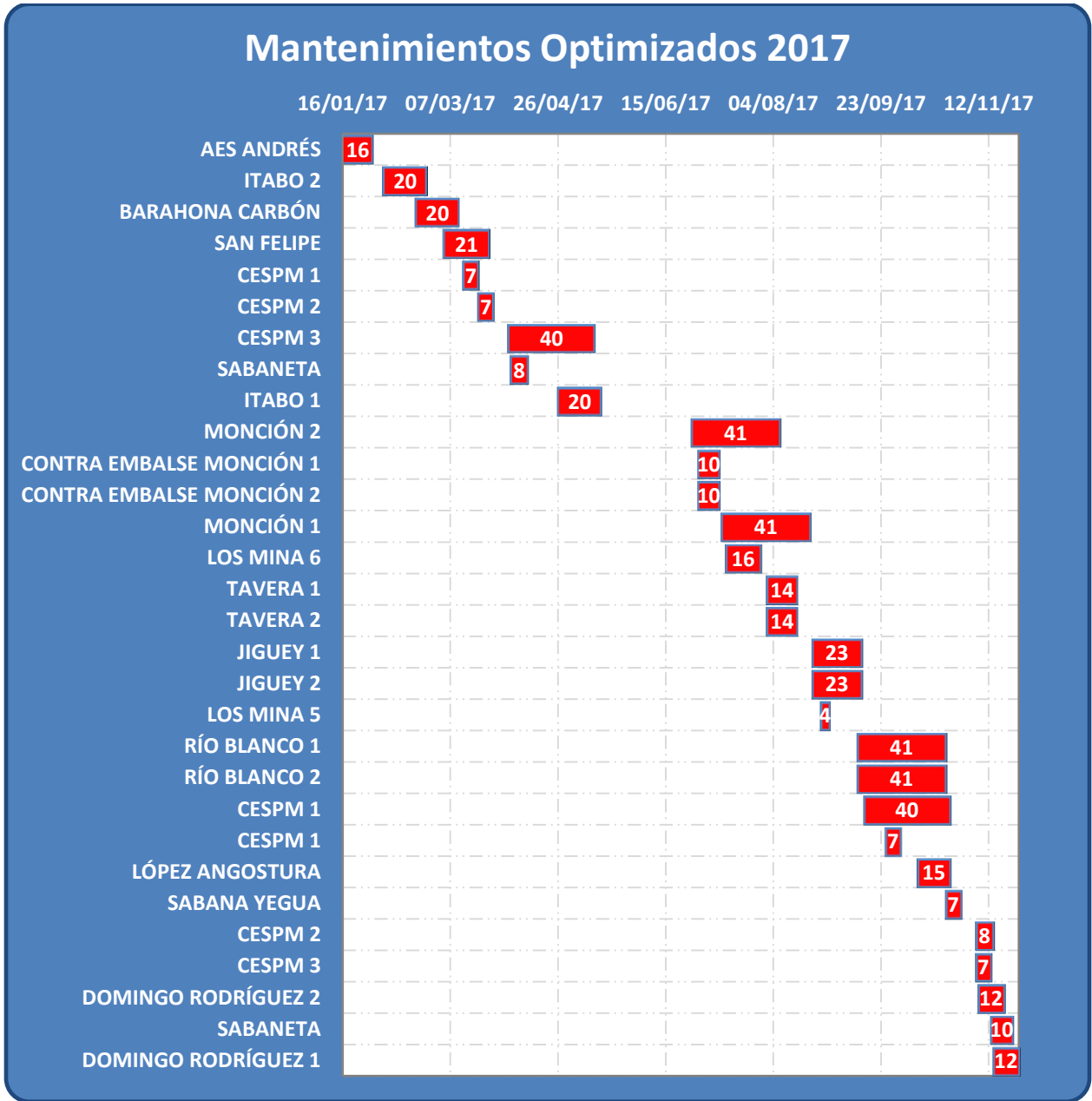


Figura 4. Cronograma del Programa de Manteniendo Mayor Ajustado 2016



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

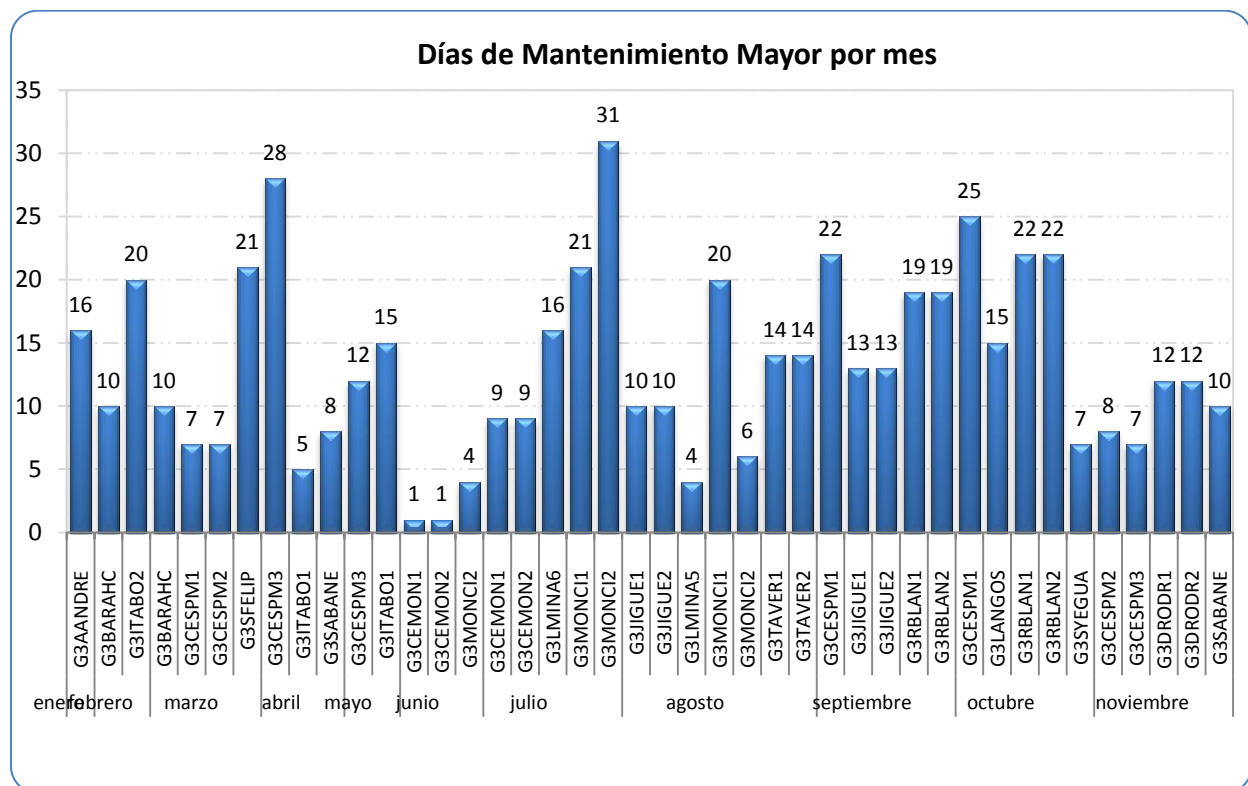


Figura 5. Distribución del mantenimiento mayor coordinado en días por mes

En la **Tabla 4** se muestra el potencial de ahorro de la coordinación de los Mantenimientos Mayores, destacándose este ahorro en los meses de abril, julio, agosto y septiembre con hasta **RD\$37.6** millones. Se observa una reducción promedio de **RD\$12.3** millones en el costo operativo total del SENI y una reducción total del desabastecimiento respecto al Mantenimiento Mayor declarado por el agente de **4.51 GWh**.

Tabla 4. Impacto económico y energético del Programa de MM 2017

COSTO OPERATIVO+RACIONAMIENTO (MILLONES RD\$)	AÑO 2015												AÑO 2015
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
MM declarado	2,082	2,112	2,164	2,366	2,476	2,324	2,830	2,535	2,498	2,507	2,038	2,071	28,003.8
MM coordinado	2,082	2,111	2,165	2,329	2,515	2,324	2,822	2,528	2,482	2,524	2,038	2,072	27,991.5
Diferencia	(0.4)	0.9	(1.3)	37.6	(38.8)	0.3	8.5	6.3	16.5	(17.1)	0.8	(1.1)	12.3
DEFICIT ESPERADO (GWh)	AÑO 2015												
MM declarado	0.0	0.0	0.0	6.8	4.9	0.2	67.2	14.7	16.2	4.2	0.2	0.0	114.37
MM Preliminar coordinado	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	0.31	65.1	11.1	12.2	7.5	0.26	0.0	109.86
Diferencia	0.0	0.0	0.0	6.77	(8.55)	(0.09)	2.15	3.60	3.98	(3.28)	(0.07)	0.00	4.51



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

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 2017, 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 2017

Unidades / Períodos	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	[GWH]
G3AANDRE	106.0	197.8	219.0	212.0	219.0	212.0	219.0	219.0	212.0	219.0	212.0	219.0	2465.9
G3LMINA6	76.5	69.1	76.5	74.0	76.5	74.0	37.6	76.5	74.0	76.5	74.0	76.5	861.7
G3LMINA5	75.7	68.4	75.7	73.3	75.7	73.3	75.7	66.0	73.3	75.7	73.3	75.7	882.0
G3BARAHC	32.4	18.8	21.9	31.3	32.4	31.3	32.4	32.4	31.3	32.4	31.3	32.4	360.2
G3ITABO2	78.0	20.1	78.0	75.5	78.0	75.5	78.0	78.0	75.5	78.0	75.5	78.0	867.7
G3ITABO1	80.7	72.8	80.7	65.0	41.6	78.1	80.7	80.7	78.1	80.7	78.1	80.7	897.6
G3SESTE	38.5	34.7	38.5	37.2	38.5	37.2	38.5	38.5	37.2	38.5	37.2	38.5	452.9
G3PIMEN3	25.0	26.3	23.6	28.8	29.8	28.8	29.8	29.8	28.8	29.8	22.5	22.2	325.0
G3CEPP2	22.2	20.4	22.5	21.8	22.5	21.8	22.5	22.5	21.8	22.5	21.8	22.5	265.1
G3EM2CGN	76.9	69.4	76.9	74.4	76.9	74.4	76.9	76.9	74.4	76.9	74.4	76.9	904.9
G3PIMEN2	9.2	9.9	9.6	10.4	12.1	11.6	13.4	12.5	12.9	13.1	0.3	0.0	114.9
G3PIMEN1	9.7	10.6	2.9	11.2	13.3	11.6	14.5	12.7	13.8	13.5	0.3	0.0	114.1
G3METALD	23.2	22.9	25.4	24.6	25.4	24.6	25.4	25.4	24.6	25.4	24.6	25.2	296.3
G3MRIO	52.3	47.2	52.3	50.6	52.3	50.6	52.3	52.3	50.6	52.3	50.6	52.3	615.8
G3CEPP1	2.4	2.5	2.4	2.7	2.8	2.7	2.8	2.8	2.7	2.8	2.2	2.1	30.4
G3PALAMA	49.3	50.3	53.0	54.0	55.8	54.0	55.8	55.8	54.0	55.8	51.9	44.9	634.6
G3LVEGA	35.9	36.8	33.3	38.2	44.1	42.9	44.6	44.6	43.2	44.6	19.0	20.9	448.2
G3CESPM1	0.1	3.1	0.0	1.8	1.5	1.5	8.1	2.1	1.6	0.3	0.0	0.0	20.1
G3CESPM2	0.1	0.0	0.0	2.0	2.1	0.0	0.0	1.9	2.5	2.2	0.0	0.0	10.8
G3CESPM3	0.4	6.6	0.1	0.2	3.8	3.1	14.8	5.7	6.6	6.1	0.0	0.0	47.3
G3HAINAG	0.00	0.00	0.00	0.21	0.23	0.01	0.27	0.25	0.23	0.23	0.00	0.00	1.4
G3IKM22	4.1	4.4	0.2	4.8	5.7	5.1	6.2	5.4	5.6	5.5	0.2	0.0	47.1
G3LOPPLA	27.6	24.9	27.6	26.7	27.6	26.7	27.6	27.6	26.7	27.6	26.7	27.6	325
G3QUISQ2	148.8	134.4	148.8	144.0	148.8	144.0	148.8	148.8	144.0	148.8	144.0	148.8	1752.0
G3BERSAL	1.9	2.0	0.1	2.3	2.7	2.3	2.8	2.5	2.5	2.5	0.1	0.0	21.6
G3JCOCOS	3.1	2.8	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	36.8
G3LCOCO2	7.6	6.9	7.6	7.3	7.6	7.3	7.6	7.6	7.3	7.6	7.3	7.6	89.4
G3QCABRE	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	14.0
G3QUISQ1	84.0	75.9	84.0	81.3	84.0	81.3	84.0	84.0	81.3	84.0	81.3	84.0	989.0
G3PELARI	15.0	13.5	15.0	14.5	15.0	14.5	15.0	15.0	14.5	15.0	14.5	15.0	176.1
G3MPSOLA	1.7	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	20.2



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

Tabla 6. Energía esperada de las centrales hidráulicas resultante de la optimización del MM 2017

Unidades / Períodos	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	[GWH]
G3TAVER1	9.7	9.9	9.5	11.6	16.8	18.4	11.8	9.9	9.7	12.2	11.2	5.7	136.5
G3TAVER2	9.0	7.6	7.7	11.9	14.0	17.0	9.4	7.2	8.5	9.3	7.1	4.3	112.9
G3JIGUE1	7.7	7.8	5.2	6.7	8.2	8.1	8.8	10.0	9.2	10.3	9.8	4.2	96.1
G3JIGUE2	9.3	5.9	3.2	4.8	7.8	6.6	5.9	9.7	9.4	7.4	7.7	3.0	80.6
G3AGUAC1	4.3	2.0	2.7	3.4	4.1	3.7	2.8	4.3	3.9	1.5	2.7	2.2	37.6
G3AGUAC2	4.9	6.0	4.9	5.0	5.2	5.5	6.4	5.5	5.1	7.0	4.4	3.4	63.3
G3VALDE1	2.9	2.2	1.9	2.1	2.9	2.8	4.3	5.1	5.1	2.5	4.0	2.9	38.6
G3VALDE2	2.8	2.3	1.8	2.2	2.9	2.9	4.1	4.5	5.0	2.4	3.3	2.5	36.6
G3RBLAN1	8.2	7.4	8.2	7.9	8.2	7.9	8.2	8.2	2.9	2.4	7.9	8.2	85.5
G3RBLAN2	8.5	7.7	8.5	8.2	8.5	8.2	8.5	8.5	3.0	2.5	8.2	8.5	88.6
G3MONCI1	6.0	4.9	5.7	5.4	6.8	8.4	4.8	4.2	7.1	8.1	7.3	5.2	73.7
G3MONCI2	6.1	4.8	5.4	5.5	7.0	7.2	0.0	9.5	6.9	8.1	7.2	4.7	72.3
G3LANGOS	4.8	4.3	4.8	4.6	4.8	4.6	4.8	4.8	4.6	2.5	4.6	4.8	53.8
G3RINCON	5.8	5.2	5.8	5.6	5.8	5.6	5.8	5.8	5.6	5.8	5.6	5.8	68.3
G3HATILL	5.1	4.6	5.1	4.9	5.1	4.9	5.1	5.1	4.9	5.1	4.9	5.1	59.6
G3SYEGUA	3.1	2.8	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	3.0	2.4	3.0	3.1	36.0
G3SABANE	3.1	2.8	3.1	2.2	3.1	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	2.0	3.1	34.9
G3LDAMAS	3.1	2.8	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	35.9
G3LTORO1	2.3	2.1	2.3	2.2	2.3	2.2	2.3	2.3	2.2	2.3	2.2	2.3	27.2
G3LTORO2	3.1	2.8	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	35.9
G3PINAL1	2.5	2.2	2.3	1.9	3.9	3.6	3.6	3.6	3.7	4.1	3.3	3.1	37.5
G3PINAL2	2.2	1.5	2.0	2.2	3.7	3.1	2.9	3.2	2.6	3.3	2.7	2.4	31.7
G3PALOM1	1.1	1.5	1.1	1.0	2.7	2.6	2.3	1.9	3.6	4.1	2.4	2.0	26.3
G3PALOM2	1.3	0.6	0.6	0.6	2.1	2.0	1.7	1.0	2.0	2.6	2.4	0.7	17.5
G3CEMON1	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	6.9
G3CEMON2	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	66.0
G3BAIGU1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
G3BAIGU2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
G3JIMENO	4.5	4.1	4.5	4.4	4.5	4.4	4.5	4.5	4.4	4.5	4.4	4.5	53.4
G3ESALTO	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	3.5
G3NNAJAY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G3LANONE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G3AVARG1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G3AVARG2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
G3DRODR1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.3	0.5	5.8
G3DRODR2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.3	0.5	5.7



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]
G3RJCRUZ	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.2
G3MAGUE1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.1
G3MAGUE2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.8
G3LBARIA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.3
G3BDEREC	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.2

Tabla 7. Costo marginal, demanda y generación esperada en el Programa de MM 2017

---	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
PNS[GWh]	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	0.3	65.1	11.1	12.2	7.5	0.3	0.0	109.9
DEMABAST[GWh]	1168.4	1131.8	1233.8	1261.1	1319.0	1297.6	1317.7	1337.6	1302.1	1336.0	1201.0	1201.8	15107.8
DEMANDA[GWh]	1168.4	1131.8	1233.8	1261.1	1332.4	1297.9	1382.7	1348.7	1314.3	1343.5	1201.3	1201.8	15217.7
PERDIDAS[GWh]	27.5	26.6	29.0	29.7	31.4	30.5	32.5	31.7	30.9	31.6	28.3	28.3	358.1
SSAA[GWh]	28.5	25.3	28.8	29.8	30.7	31.0	32.2	32.1	31.1	31.9	28.3	28.4	358.1
TOTGEN[GWh]	1223.7	1183.2	1291.0	1320.0	1380.3	1358.4	1381.7	1400.7	1363.3	1398.8	1256.9	1257.8	15815.9
CMGP[\$/MWh]	3957.0	4110.0	3247.0	4151.0	4551.0	4157.0	4647.0	4460.0	4538.0	4474.0	3159.0	3117.0	4047.0
CPROD[MMRD\$]	2082.3	2110.9	2165.1	2328.9	2450.5	2322.4	2509.2	2475.2	2423.1	2488.2	2036.5	2072.0	27464.1
CT[MMRD\$]	2082.3	2110.9	2165.1	2328.9	2515.1	2323.8	2821.6	2528.4	2481.8	2524.0	2037.7	2072.0	27991.5



6. CONCLUSIONES

Con la coordinación óptima de los Mantenimientos Mayores de la centrales de generación para el año 2017 se observa **una reducción promedio del costo operativo de la operación del SENI de RD\$12.3 millones. El desabastecimiento se reduce con respecto al Mantenimiento Mayor declarado en unos 4.51 GWh.**

El costo marginal promedio resultado de la optimización fue de RD\$4,047/MWh el MM optimizado y RD\$4,457/MWh el MM declarado, el costo total para del escenario de operación año 2017 simulado fue de MMRD\$29,991.5 millones de pesos.

Se proyecta una generación para este año de 15,815.9 GWh, para una demanda total de 15,217.7 GWh, abasteciéndose un total de 15,107.8 GWh.

El escenario propuesto para este análisis es determinístico optimista, no se toma en cuenta las condiciones de incertidumbre favorables o desfavorables para el SENI en el futuro que afectarían significativamente el escenario operativo actual.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda que el mantenimiento mayor coordinado por el OC, sobre la base de las informaciones declaradas por los agentes generadores, sean ejecutados en las fechas propuestas por el proceso de optimización y coordinación sugerido en el presente programa.



8. ANEXOS

8.1 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)
$fmx(nd,nd)$	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)
$cvp(gr)$	Costo variable producción($\$/MWh$)	$datnfin(emb,n)$	Nivel final embalse(m)



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

Parámetro	Descripción	Parámetro	Descripción
<i>cens</i>	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 Mantenimientos Mayores

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

Restricción- Explicación	Ecuación/Inecuación	N
Acoplamiento- mantenimiento: define el estado del generador, si entra en mantenimiento o está disponible.	$Acc(n, gr) + Vmto(n, gr, mto, opc) \leq 1. \forall gr, mto$	(2)
Ejecución opción mantenimiento: define cual opción declarada produce el óptimo.	$\sum_{n, gr} Vmto(n, gr, mto, opc) = \sum_{n, gr} vdmto(gr, mto, opc). \forall gr, mto$	(3)
Decisión opción mantenimiento: una de las opciones de mantenimiento debe ser elegida.	$\sum_{opc mto} vdmto(gr, mto, opc) = 1. \forall gr, mto$	(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)