



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD CONSIDERANDO SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADOS EN BATERÍAS Y PROGRAMAS
DE RESPUESTA A LA DEMANDA.

TESIS
PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
SAMUEL JORGE HERNÁNDEZ GARCÉS

TUTOR PRINCIPAL:
DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA, FACULTAD DE INGENIERÍA

Ciudad Universitaria, CD. MX. Octubre del 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. GERARDO ESPINOSA PÉREZ
Secretario: DR. JUAN RAMON RODRIGUEZ RODRIGUEZ
1 er. Vocal: DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA
2 do. Vocal: DR. RUBÉN TAPIA OLVERA
3 er. Vocal: DR. DANTE RUIZ ROBLES

Lugar donde se realizó la tesis:

FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM, CIUDAD DE MÉXICO, MÉXICO.

TUTOR DE TESIS:

DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico para la realización de mis estudios de Maestría, como becario con registro No. CVU: 1085230.

Al Dr. Néstor González Cabrera por compartir su conocimiento, por su paciencia por sus comentarios, por su apoyo, pero sobre todo buen trato durante el desarrollo de esta tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme continuar con mi formación académica sin importarle mi procedencia o edad, a los doctores que participaron con sus clases en mi formación.

Al comité tutorial por su interés en revisar este documento.

RESUMEN

Durante la última década la inclusión de Sistemas de Almacenamiento de Energía Basados en Baterías (SAEB) a gran escala ha aumentado significativamente. Esto debido a los diferentes servicios que puede proveer a los sistemas de potencia, así como su alta eficiencia y rápida respuesta. Así mismo, la implementación de programas de Respuesta de la Demanda (DR, Demand Response por sus siglas en inglés), también ha incrementado en muchos mercados eléctricos alrededor de todo el mundo, debido a la necesidad de manejar el perfil de demanda.

Al incluir un programa de DR y un SAEB en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es necesario evaluar la confiabilidad de este mismo. Con la finalidad de valorar el impacto de ambos en la habilidad del SEP para proveer un suministro seguro y continuo de energía eléctrica siendo esto una parte importante en la planificación de los SEP en periodos de corto plazo (anuales). La evaluación de seguridad y dentro de este el análisis de contingencias, es donde se detectan las violaciones en los límites operacionales del sistema.

Por lo cual, en este trabajo de tesis, se propone un modelo para el análisis de contingencias del sistema de transmisión de orden N-1 y N-2, enfocándose SAEB y programas DR basado en el Precio Critico (CPP, Critical Peak Pricing por sus siglas en ingles).

Para demostrar la aplicabilidad del modelo matemático propuesto es utilizado el software MATLAB, donde se analiza la confiabilidad del SEP resolviendo el modelo propuesto de Flujos de Potencia Óptimos en Corriente Directa (DCOPF, Direct Current Optimal Power Flow, por sus siglas en ingles) para cada uno de los periodos considerados en el análisis, para este se consideran los principales índices de confiabilidad de la literatura: Energía No Suministrada (ENS Energy Not Supplied, por sus siglas en ingles), Energía Esperada No Suministrada (EENS, Expected Energy Not Supplied, por sus siglas en ingles) y la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP, Lost Of Load Probability) haciendo uso del sistema de pruebas de 6 nodos RBTS (Roy Billinton Test System) y el sistema de prueba de 118 nodos del IEEE.

ABSTRACT

Over the last decade the inclusion of Battery Energy Storage Systems (BESS) on a large scale has increased significantly. This is due to the different services it can provide to power systems, as well as its high efficiency and fast response. Likewise, the implementation of Demand Response (DR) programmes has also increased in many electricity markets around the world, due to the need to manage the demand profile.

When including a DR programme and a BESS in a Power Electrical System (PES), it is necessary to assess the reliability of the PES. In order to assess the impact of both on the ability of the PES to provide a secure and continuous supply of electrical energy, this is an important part of the planning of the PES in short term (annual) periods. The safety assessment, and within this the contingency analysis, is where violations of the system's operational limits are detected.

Therefore, in this thesis, a model for contingency analysis of the N-1 and N-2 order transmission system, focusing on BESS and DR programs based on Critical Peak Pricing (CPP), is proposed.

To demonstrate the applicability of the proposed mathematical model, MATLAB software is used, where the reliability of the PES is analysed by solving the proposed Direct Current Optimal Power Flow (DCOPF) model for each of the periods considered in the analysis, for which the main reliability indices in the literature are considered: Energy Not Supplied (ENS), Expected Energy Not Supplied (EENS) and Loss Of Load Probability (LOLP) using the six-node Roy Billinton Test System (RBTS) and the IEEE 118-node test system.

ÍNDICE

JURADO ASIGNADO:	1
AGRADECIMIENTOS	2
LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE TABLAS	9
LISTA DE SÍMBOLOS	10
LISTA DE ACRÓNIMOS	11
Capítulo 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 La nueva industria eléctrica	1
1.2 Motivación y justificación	3
1.3 Hipótesis	3
1.4 Objetivos generales y específicos	4
1.5 Estado del arte	4
1.6 Novedad de la propuesta de tesis	6
Capítulo 2	7
EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	7
2.1 Introducción a la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia	7
2.2 Criterios probabilísticos de la confiabilidad en sistemas eléctricos	9
2.3 Índices de Confiabilidad	11
2.3.2 Energía No Suministrada	11
2.3.3 Energía Esperada No Suministrada	11
2.3.4 Probabilidad de Pérdida de Carga	12
2.4 Ejemplo ilustrativo	12
2.5 Conclusiones del capítulo	16
Capítulo 3	18
MODELADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS	18
3.1 Introducción a los sistemas de almacenamiento de energía	18
3.2 Sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías	20
3.3 Dimensionamiento del SAEB	21
3.4 Modelado del SAEB	22
3.5 Modelado del SAEB en el DC OPF	23
3.6 Ejemplo SAEB 6 nodos RBTS	24

3.6.1 Caso base: sin SAEB	26
3.6.2 Caso con SAEB	26
3.7 Conclusiones del capítulo	28
Capítulo 4	29
ESQUEMAS DE RESPUESTA A LA DEMANDA	29
4.1 Introducción a los esquemas de respuesta a la demanda	29
4.2 Estimación de la reducción de carga	32
4.2.1 Elasticidad de la demanda	34
4.2 Modelado de la DR en el DCOPF	37
4.3 Ejemplo DR 6 nodos RBTS	37
4.4 Conclusiones del capítulo	40
Capítulo 5	41
MODELO PROPUESTO	41
5.1.- Introducción	41
5.2 Modelo propuesto	42
5.3 Ejemplo numérico y validación	43
5.3.1 Caso Base	45
5.3.2. Caso SAEB	49
5.2.3. Caso DR	55
5.2.4. Caso SAEB y DR	60
5.4. Discusión	66
5.5 Conclusiones del capítulo	67
Capítulo 6	69
CASO 118 NODOS	69
6.1 caso 1 DCOPF sin aportaciones	69
6.2 caso 2 DCOPF con aportación (DR+SAEB) del sistema 118 nodos	79
6.3 Conclusiones del capítulo	89
Capítulo 7	91
CONCLUSIONES	91
7.1 Conclusiones de la tesis	91
7.2 Aportaciones	92
7.3 Trabajos futuros	92
ANEXO A	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Niveles jerárquicos de la confiabilidad en sistemas de potencia	8
Figura 2.2 Diagrama del RBTS	13
Figura 3.1 Diferentes tecnologías de almacenamiento de energía.	18
Figura 3.2 Tiempo de descarga de los sistemas de almacenamiento de energía.	19
Figura 3.3 Dinámica de carga y descarga del SAEB.	25
Figura 3.4 Potencias generadas por cada generador caso base	26
Figura 3.5 Potencias generadas por cada generador caso base incluyendo el SAEB.	28
Figura 4.1 Programas de respuesta a la demanda	32
Figura 4.2 Impactos de la respuesta a la demanda	34
Figura 4.3 Impactos de la respuesta a la demanda en mercados mayoristas organizados	35
Figura 4.4 Curva típica de demanda	35
Figura 4.5 Aportación de los usuarios en el caso DR	41
Figura 4.6 Potencias generadas por cada generador caso DR	42
Figura 5.1 Demanda por 24 periodos del sistema de prueba de Roy Billinton	46
Figura 5.2 ENS en la contingencia 9 del estado N-1 caso base.	48
Figura 5.3 ENS en la contingencia 54 del estado N-2 caso base	49
Figura 5.4 LOLP presentada en el caso Base	50
Figura 5.5 EENS presentada en el caso Base	50
Figura 5.6 Estado de carga del SAEB durante los 24 periodos.	51
Figura 5.7 Potencias generadas en la contingencia 9 del estado n-1 del caso SAEB.	52
Figura 5.8 ENS de la contingencia 9 del estado N-1 del caso SAEB.	53
Figura 5.9 ENS de la contingencia 54 del estado N-2 del caso SAEB.	54
Figura 5.10 Potencias generadas en la contingencia 54 del estado n-2 del caso SAEB	55
Figura 5.11 LOLP presentada en el caso SAEB	56
Figura 5.12 EENS presentada en el caso SAEB	56
Figura 5.13 ENS en la contingencia 9 del estado N-1 del caso DR	58
Figura 5.14 Potencias generadas en la contingencia 9 del estado N-1 del caso DR	58
Figura 5.15 Potencias generadas en la contingencia 54 del estado N-2 del caso DR.	59
Figura 5.16 ENS en la contingencia 54 del estado N-2 del caso DR.	60
Figura 5.17 LOLP presentada en el caso DR	61
Figura 5.18 EENS presentada en el caso DR	62
Figura 5.19 Potencias generadas en la contingencia 9 del estado N-1 del caso SAEB y DR.	63
Figura 5.20 ENS en la contingencia 9 del estado N-1 del caso SAEB y DR	64
Figura 5.21 Potencias generadas en la contingencia 54 del estado N-2 del caso SAEB y DR	65
Figura 5.22 ENS de la contingencia 54 del estado N-2 del caso SAEB y DR.	66
Figura 5.23 LOLP presentada en el caso SAEB+DR	67
Figura 5.24 EENS en la contingencia 54 del estado N-2 del caso SAEB+DR	67
Figura 6.1 ENS de la contingencia 183 del estado N-1 del caso Base 118 nodos	72
Figura 6.2 ENS de la contingencia 184 del estado N-1 del caso Base 118 nodos	73
Figura 6.3 ENS de la contingencia 121 del estado N-1 del caso Base 118 nodos	74
Figura 6.4 ENS de la contingencia 125 del estado N-1 del caso Base 118 nodos	75
Figura 6.5 ENS de la contingencia 33671 del estado N-2 del caso Base 118 nodos	76
Figura 6.6 ENS de la contingencia 33609 del estado N-2 del caso Base 118 nodos	77

Figura 6.7 ENS de la contingencia 33613 del estado N-2 del caso Base 118 nodos	78
Figura 6.8 ENS de la contingencia 33793 del estado N-2 del caso Base 118 nodos	79
Figura 6.9 ENS de la contingencia 33797 del estado N-2 del caso Base 118 nodos	80
Figura 6.10 Demanda horaria en el caso SAEB+DR del sistema de 118 nodos IEEE	81
Figura 6.11 ENS de la contingencia 183 del estado N-1 del caso SAEB+DR 118 nodos	82
Figura 6.12 ENS de la contingencia 184 del estado N-1 del caso SAEB+DR 118 nodos	83
Figura 6.13 ENS de la contingencia 121 del estado N-1 del caso SAEB+DR 118 nodos	84
Figura 6.14 ENS de la contingencia 125 del estado SAEB+DR N-1 del caso 118 nodos	85
Figura 6.15 ENS de la contingencia 33671 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos	86
Figura 6.16 ENS de la contingencia 33609 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos	87
Figura 6.17 ENS de la contingencia 33613 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos	88
Figura 6.18 ENS de la contingencia 33793 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos	89
Figura 6.19 ENS de la contingencia 33797 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos	90

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Datos de los elementos de transmisión del RBTS	13
Tabla 2.2 Probabilidad de salida de las líneas de transmisión del estado N-1	14
Tabla 2.3 Probabilidad de salida de las líneas de transmisión en el estado N-2 más representativas	15
Tabla 2.4 Resultados del análisis de contingencias dobles para los parámetros establecidos.	16
Tabla 3.1 Datos de las plantas generadoras del RBTS	24
Tabla 3.2 Datos del SAEB incluido en el RBTS	24
Tabla 3.3 Costos de operación caso Base y caso SAEB	29
Tabla 4.1 Resultados aplicados de la contingencia 5 del estado N-2 periodo 11	39
Tabla 4.2 Datos de las demandas nodales en horas pico	40
Tabla 4.3 Costos de operación por hora caso base y caso DR	40
Tabla 5.1 Datos de los generadores	45
Tabla 5.2 Datos de las líneas	45
Tabla 5.3 Contingencias de los estados N-1 caso base para el periodo de demanda máxima.	47
Tabla 5.4 Contingencias Representativas del estado N-2 caso base.	48
Tabla 5.5 Contingencias de los estados N-1 caso SAEB	52
Tabla 5.6 Contingencias representativas del estado N-2 caso SAEB	53
Tabla 5.7 Contingencias del estado N-1 caso DR	57
Tabla 5.8 Contingencias representativas del estado N-2 caso DR	59
Tabla 5.9 Contingencias del estado N-1 caso DR y SAEB	62
Tabla 5.10 Contingencias representativas del estado N-2 caso SAEB y DR.	64
Tabla 5.11 EENS presentada en los 4 casos	69
Tabla 6.1 Contingencias representativas del Caso Base del sistema de 118 nodos.	71
Tabla 6.2 Contingencias representativas del estado N-2 del Caso Base del sistema de 118 nodos.	76
Tabla 6.3 Contingencias representativas del Caso Base del sistema 118 nodos	81
Tabla 6.4 Contingencias representativas del Estado N-2 caso DR+SAEB del sistema 118 nodos	86

LISTA DE SÍMBOLOS

P_g	Potencia generada
N^T	Número total de periodos dentro del horizonte de evaluación.
N^G	Número total de generadores
p_j	Probabilidad de ocurrencia del estado j
D_j	Razón de salida del componente fallado del sistema
d_j	Duración media de la falla
U_c	Indisponibilidad del componente fallado
A_c	Disponibilidad de los componentes
CC_p	Corte de carga causado por la contingencia
E^{Batt}	Energía almacenada en el tiempo en el SAEB
n_{Ch}/n_{DeCh}	Eficiencia de carga y descarga
p^{usr}/p^{dsr}	Programación de carga y descarga
I^{DeBatt}/I^{ChBatt}	Estatus de carga y descarga del SAEB
$E^{BattMax}/E^{Battmin}$	Límites máximo y mínimo de energía almacenada en el SAEB
$P_g^{Máx}$	Potencia máxima que puede generar cada unidad
P_g^{Min}	Potencia mínima que puede generar cada unidad
P_{Bj}	Potencia de carga y descarga del SAEB
P_{Dt}	Potencia activa demandada en el nodo
LC_i	Reducción de la demanda en el nodo i
PF_{im}	Flujos de potencia a través de las líneas de transmisión
Ω_G	Conjunto de generadores
Ω_{LT}	Conjunto de líneas de transmisión
Ω_B	Conjunto de SAEB presentes en la red
$VOLL$	Costo de la pérdida de carga

LISTA DE ACRÓNIMOS

CD	Corriente directa
CA	Corriente alterna
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
CRE	Comisión Reguladora de Energía
SAEB	Sistema de Almacenamiento de Energía Basado en Baterías
DR	Respuesta a la Demanda (Demand response)
CPP	Tarifa de Pico Crítico (Critical Peak Pricing)
ENS	Energía No Suministrada (Energy Not Supplied)
EENS	Energía Esperada No Suministrada (Expected Energy Not Supplied)
LOLP	Probabilidad de Pérdida de Carga (Lost Of Load Probability)
OPF	Flujos de Potencia Óptimos (Optimal Power Flow)
HL	Nivel Jerárquico (Hierarchical Level)
RBTS	Sistema de prueba de Roy Billinton (Roy Billinton Test System)
TOU	Tiempo de Uso (Time Of Use)
ISO	Operador Independiente del Sistema (Independent System Operator).
OS	Operador del Sistema
VOLL	Valor de Pérdida de Carga (Value Of Lost Load)

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 La nueva industria eléctrica

Los sistemas eléctricos (SE) registran sus inicios en New York, Estados Unidos de América, durante el siglo XVIII, donde inicialmente tenían una cobertura de unas cuantas calles y a lo largo de los años evolucionaron hasta regiones de miles de kilómetros cuadrados. Los SE han operado siempre con la meta de tener un funcionamiento continuo de energía en óptimas condiciones siempre incrementando la eficiencia [1].

Conforme los sistemas de potencia han ido creciendo también su complejidad de operación debido a la integración de las nuevas tecnologías tanto de generación como de transmisión. En este sentido en la década de los 30's [2], se realizan los primeros estudios donde el enfoque general es proveer energía de manera económica y confiable a sus consumidores, todo esto basado en métodos probabilísticos aplicados a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). En 1970 la situación cambió abruptamente debido a la inflación y al incremento en los precios del petróleo que resultó en un incremento súbito de las tarifas al consumidor, que en efectos combinados resultó en una incertidumbre al predecir la demanda futura [3]. afectando la confiabilidad de la red de manera inherente.

En México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tiene la responsabilidad de desarrollar y vigilar el cumplimiento del marco regulatorio en materia de confiabilidad. Las cuales se encuentran establecidas en la Ley de Industria Eléctrica (LIE) para los procesos de planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que tiene como objetivo garantizar que el suministro eléctrico sea provisto bajo condiciones de seguridad, calidad y continuidad [4].

Desde que la planeación de los SEP se comenzó a estudiar, se reconoció que el crecimiento de la demanda era un problema primordial y una de las soluciones propuestas más sencillas

era desconectar carga cuando se presentaba un aumento demanda. Y debido al contexto de los años 1970, los programas de respuesta a la demanda (Demand Response DR, por sus siglas en infles) fueron llevados a práctica a finales de la década [5].

Debido a la creciente crisis ambiental y la presión que la sociedad ha puesto sobre los gobiernos en los últimos años por limitar la emisión de gases de efecto invernadero ha hecho que se opte por un cambio hacia fuentes generación de energía renovable y limpia para reducir la emisión de gases de efecto invernadero así como la dependencia a los combustibles fósiles, de entre estas tecnologías destacan la energía solar y eólica, y es debido a su naturaleza intermitente, así como a su interfaz electrónica que no aporta inercia rotacional que, al incrementar su penetración en los SEP hace necesario aumentar las reservas rodantes de generadores convencionales para compensar dicha fluctuación y mantener la estabilidad del SEP[6]. Por lo cual ha aumentado la inclusión de Sistemas de Almacenamiento de Energía Basados en Baterías (SAEB) en los SEP y debido a otras aplicaciones como la nivelación de la demanda y mejorar la calidad de la potencia [7].

Con la integración a gran escala de energías renovables, las condiciones operativas de los SEP presentan una alta variabilidad en el suministro de potencia, por lo cual las evaluaciones de confiabilidad han cobrado mayor relevancia en las últimas décadas [8]. En este sentido la necesidad de almacenar energía ha impulsado el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento desde 1980 donde resultaba demasiado costoso e ineficiente, pero en años recientes se han creado grandes mercados alrededor del mundo para los sistemas de almacenamiento de energía, los cuales son viables económica y tecnológicamente [9].

Por otro lado, diferentes tipos de programas de DR y fuentes de energía renovable han sido estudiados en conjunto con los SAEB en [10]. En este trabajo se toma en cuenta un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías y un programa de DR basado en el CPP, que en conjunto con el SAEB se busca mejorar la respuesta ante una contingencia del sistema eléctrico de potencia.

Finalmente, en la evaluación de la confiabilidad de los SEP son usados índices que muestran el desempeño del sistema ante salida repentina de elementos interconectados en los SEP conocidos como eventos repentinos o contingencias. Con los cuales a partir de estos se realizan análisis probabilísticos reportados en [11]. Los índices de confiabilidad han resultado útiles para evaluar la inclusión de energías renovables como se muestra en [12], el índice

Energía No Suministrada Esperada (EENS Expected Energy Not Supplied, por sus siglas en ingles) es usado para indicar la energía faltante al añadir fuentes de generación eólica. El cual también es usado para en fuentes de generación fotovoltaica, donde la energía excedente es almacenada en un sistema de almacenamiento de energía [13].

1.2 Motivación y justificación

En la planificación de los sistemas de potencia, el análisis de contingencias es de suma importancia para el desarrollo de la red de transmisión capaz de transportar la energía generada hasta el consumidor manteniendo la seguridad del sistema. Y debido a que los eventos que causan fallas (naturales o provocados) en los componentes de la red son impredecibles, los equipos de un SEP están diseñados para operar dentro de ciertos límites y si estos límites son violados el equipo será desconectado de la red, este evento de desconexión puede desencadenar una serie de acciones que pueden violar los límites de más equipos y si este proceso de desconexiones en cascada sucede todo el sistema o gran parte de él puede colapsar y ocurrir un apagón del sistema.

La necesidad de almacenar energía ha impulsado el desarrollo de esta tecnología durante la última década, por lo que se prevé la instalación de SAEB en un futuro y evaluar la interacción de los SEP integrando baterías al realizar un análisis de la confiabilidad para las líneas de transmisión haciendo uso de los índices de Energía No Suministrada (ENS, Energy Not Supplied, por sus siglas en ingles) y Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP, Lost Of Load Probability, por sus siglas en inglés). Por lo cual este trabajo se enfoca en el análisis de contingencias añadiendo SAEB y DR en el modelo de Flujos de Potencia Óptimos de Corriente Directa (DCOPF, Direct Current Optimal Power Flow por sus siglas en inglés).

1.3 Hipótesis

La inclusión de un SAEB y programas de DR en un SEP ayudan a manejar la demanda con lo cual se pueden proporcionar las siguientes ventajas en caso de una contingencia:

- Reducir los picos de demanda.
- Reducir la energía no suministrada (en N-1 y N-2).

- Reducir el costo de operación total.
- Descongestionar las líneas de transmisión.

Y al mejorar las características anteriores, también la confiabilidad del sistema.

1.4 Objetivos Generales y Específicos

Desarrollar un modelo matemático para realizar el análisis de confiabilidad considerando SAEB y esquemas de programas de DR considerando CPP.

Como objetivos específicos se considera:

- 1.- Integrar al análisis de contingencias para redes esquemas de DR y el impacto de los SAEB desde el punto de vista del operador.
- 2.- Desarrollar un modelo matemático basado DCOPF para el análisis de la confiabilidad.
- 3.- Aplicar el modelo a sistemas eléctricos de gran escala y observar la respuesta de la red desde el punto de vista de potencia activa (MW).

1.5 Estado del Arte

La evaluación de confiabilidad en un sistema de potencia que cuantifica la habilidad de este para proveer un suministro suficiente y seguro de energía eléctrica, la evaluación de confiabilidad ha sido una necesidad para la planeación de la expansión y operación de los sistemas de generación y transmisión [8].

Con la integración a gran escala de energías renovables, las condiciones operativas de los SEP son más variables, por lo cual las evaluaciones de confiabilidad han cobrado más relevancia en las últimas décadas [9]. En la evaluación de la confiabilidad de los SEP son usados índices que muestran el desempeño que los sistemas han mostrado en previos eventos y a partir del cual se pueden realizar análisis probabilísticos [10].

Los índices de confiabilidad han resultado útiles para evaluar la inclusión de energías renovables como se muestra en [11], el índice EENS es usado para indicar la energía faltante al añadir fuentes de generación eólica. El cual también es usado en generación fotovoltaica, donde la energía excedente es almacenada en un SAEB [12].

Al evaluar la confiabilidad de un sistema de potencia, el análisis de contingencias (N-1) y

(N-2) depende del nivel de confiabilidad que se requiera alcanzar, analizando el sistema en cada caso diferentes valores e índices, como en [13] donde se realiza un análisis del voltaje y frecuencia en cada contingencia.

La necesidad de almacenar energía ha impulsado varias tecnologías desde 1980 donde resultaba demasiado costoso e ineficiente, pero en años recientes se han creado grandes mercados alrededor del mundo para los sistemas de almacenamiento de energía, los cuales son viables económica y tecnológicamente [14]. De entre las tecnologías de almacenamiento de energía a gran escala, las baterías se presentan como una opción viable debido a su potencia específica, densidad de energía, así como la eficiencia de carga y de descarga de energía, haciéndola rentable y confiable [15]. La confiabilidad del SAEB es abordado en [16] y la configuración estimada provee para las aplicaciones que este vaya a realizar, las aplicaciones que los SAEB pueden desempeñar en los sistemas de potencia van desde regulación de la frecuencia como se aborda en [17] y en [18], aunque se muestran más aplicaciones que un SAEB puede brindar a un sistema de potencia, como la regulación de voltaje que es modelada en [19] donde se tiene un sistema híbrido de baterías de diferente tecnologías y para las cuales se tienen distintos controles y estado de carga (SoC, State of Charge por sus siglas en inglés) por arreglo de baterías.

Algunas aplicaciones del SAEB como lo son la reducción de picos de potencia, han sido abordadas desde otros enfoques, con los programas de respuesta a la demanda presentados en [20] donde varios programas son revisados. También se han desarrollado modelos de demanda flexible y programas de DR junto con una alta penetración de fuentes de energía renovables (fotovoltaicos) como el trabajado en [21]. Diferentes tipos de programas de DR y fuentes de energía renovable han sido estudiados en conjunto con los SAEB, como el mostrado en [22] donde se hace uso de un algoritmo genético de clasificación no dominado para reducir las pérdidas en la red y disminuir el costo de consumo y mejorar el perfil de voltaje.

En [23] se hace uso de un modelo de optimización para un sistema con generación tanto eólica como fotovoltaica, así como un SAEB y el programa de DR - TOU, utilizando el índice LOLP, sin embargo, no se realiza un análisis de contingencia. Así como en [24] el SAEB en conjunto con la DR son estudiados en un DCOPF utilizando el índice EENS, el cual muestra las capacidades de estos para mejorar el estado del sistema, aunque tampoco realiza análisis

de contingencias, los programas de DR abordados en [25] presenta un modelo que hace uso del índice EENS, pero sin realizar ninguna contingencia. La evaluación de confiabilidad n-2 trabajada en [26] se realiza para las líneas de transmisión utilizando una curva de demanda anualizada, así como programas de respuesta a la demanda. En [27] se estudia los índices de confiabilidad EENS y LOLP, en un sistema que presenta fuentes de energía renovables, SAEB y programas DR.

En [28] considerando contingencias del orden N-1 y N-2 así como usando reservas de generación para demostrar varios programas de respuesta a la demanda, entregando precios nodales de los diferentes escenarios. Los estudios de confiabilidad en los SEP son importantes tanto para la planeación como para la operación, y en las últimas décadas los SEP han incluido nuevas tecnologías en generación siendo las tecnologías de generación renovables intermitente en los cuales se hace uso de los índices, sin embargo, existen pocos trabajos que incluyan SAEB o DR en conjunto y realicen estudios de confiabilidad, y en los trabajos que se consideran juntos no se realiza una evaluación de la confiabilidad.

1.6 Novedad de la propuesta de tesis

La revisión del estado del arte abordada muestra la necesidad de nuevos modelos que consideren el análisis de contingencias integrando SAEB y por ello en este trabajo propone un modelo matemático basado en DCOPF que integre los SAEBs y esquemas CPP como parte de los programas de DR para realizar un análisis de confiabilidad hasta contingencias del orden N-2. Para medir la confiabilidad de la red se utilizan los índices de ENS, EENS y LOLP.

Capítulo 2

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 Introducción a la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

El objetivo de las compañías eléctricas es suministrar energía eléctrica al menor costo posible manteniendo la calidad y seguridad en niveles óptimos. Y al mismo tiempo el sistema eléctrico debe trabajar dentro de sus límites operativos, para mantener las condiciones de seguridad. Debido a los patrones de consumo de la sociedad moderna se espera que el suministro eléctrico sea siempre continuo, pero existen momentos en los que el Sistema Eléctrico (SE) se puede ver estresado como cuando existen fallas, salidas forzadas de plantas de generación o la desconexión de elementos por mantenimiento, etc. Por lo cual es necesario tener generadores y elementos de transmisión redundantes o de reserva para mantener una continuidad aceptable del suministro eléctrico.

La capacidad de un SEP para proporcionar un suministro adecuado de energía eléctrica se suele designar con el término general de confiabilidad. El concepto de confiabilidad del sistema eléctrico, sin embargo, es extremadamente amplio por lo que se subdivide la confiabilidad del sistema de potencia en: suficiencia y seguridad.

La suficiencia del sistema se refiere a la existencia de instalaciones necesarias dentro del sistema para satisfacer la demanda de los consumidores. Con la finalidad de generar suficiente energía eléctrica y realizar la transmisión y distribución transportar la energía a los puntos de carga de los clientes. Por lo tanto, la suficiencia se refiere a las condiciones estáticas

que no incluyen las perturbaciones del sistema.

Por otra parte, la seguridad de los SEPs se refiere a la capacidad del SE para responder a las perturbaciones que se producen debido a la operación continua de éste. Esto incluye las condiciones asociadas a las perturbaciones locales, generalizadas y la pérdida de las principales instalaciones de generación y transmisión.

Un sistema de potencia se divide en tres niveles jerárquicos (figura 2.1) desde el punto de vista de la estimación de la confiabilidad: en el Nivel Jerárquico 1 (NJ), la confiabilidad se calcula basándose únicamente en las características de la generación, en la que se supone que las líneas de transmisión son totalmente confiables. El NJ 2 se denomina un sistema compuesto de generación y transmisión, y se consideran tanto la generación como las líneas de transmisión. Este nivel investiga la capacidad de proporcionar un suministro adecuado y seguro a los clientes teniendo en cuenta las líneas de transmisión. El NJ 3 suele ser más complejo debido a que este nivel implica las 3 áreas funcionales, empezando por los puntos de generación y terminando en los puntos de carga de los consumidores [29].

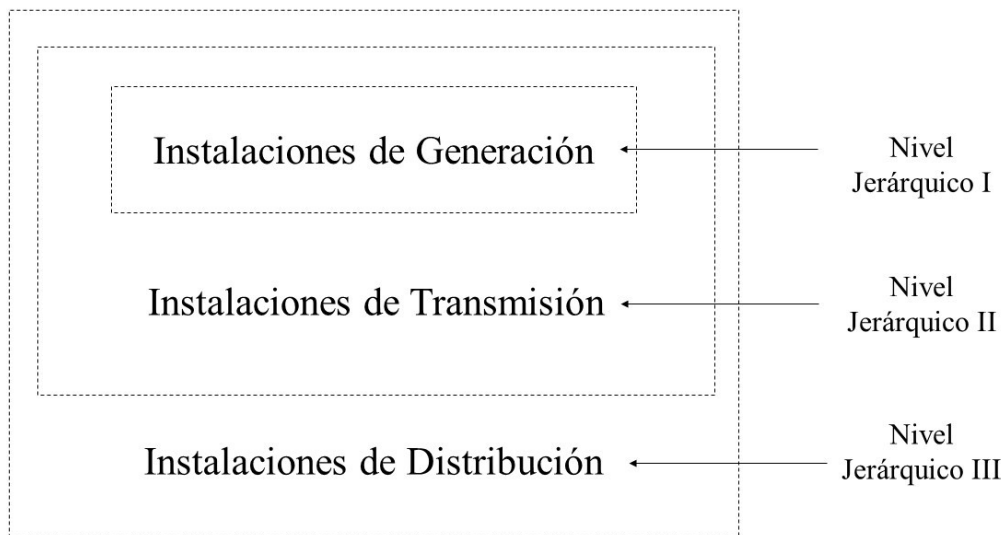


Figura 2.1 Niveles jerárquicos de la confiabilidad en sistemas de potencia

2.2 Criterios probabilísticos de la confiabilidad en sistemas eléctricos

Las fallas de los componentes ocurren de manera aleatoria, la frecuencia, duración e impacto de las fallas varía de temporada a temporada, de año a año y las compañías eléctricas suelen guardar los índices de desempeño de tales eventos.

Para aplicar técnicas y criterios deterministas, el sistema debe estar artificialmente en un conjunto fijo de valores que no tienen incertidumbre o variabilidad. El reconocimiento de esta restricción se traduce en un amplio estudio de escenarios o eventos "creíbles". El punto débil esencial es que se descuida la probabilidad y no se puede evaluar el verdadero riesgo. Llegados a este punto, merece la pena repasar la diferencia entre un peligro y un riesgo y la forma en que se evalúan utilizando enfoques deterministas y probabilísticos.

Es posible calcular índices de confiabilidad para un conjunto concreto de datos y condiciones del sistema. Estos índices pueden considerarse como medidas absolutas, los índices absolutos son los valores que se espera que presente un sistema. Pueden ser controlados en función de los resultados anteriores, ya que se conocen plenamente conocimiento de estos. Sin embargo, son extremadamente difíciles, sino imposibles de predecir para el futuro con un alto grado de confianza.

En el presente trabajo de tesis, se considera los índices LOLP, ENS y la EENS. La consideración de estos índices probabilísticos se debe a que:

- Identifican áreas que necesitan modificaciones o mejoras.
- Establecen niveles existentes que sirven como guía para valores aceptables en futuras evaluaciones de confiabilidad.
- Identifican la respuesta a los cambios de diseño del sistema

Estos no son valores determinísticos, pero son valores esperados de una distribución de probabilidad. Si la carga puede ser considerada como una variable aleatoria y descrita por una distribución de probabilidad. Entonces, la salida repentina de un elemento en cualquier sistema debida a una falla de componente es condicional. En este caso la falla en el punto de carga puede ser definida como voltaje inadecuado o energía no disponible para los consumidores conectados en ese punto.

Desde el punto de vista probabilístico, si la ocurrencia de un evento A es dependiente de un número de eventos B_i , se tiene:

$$P_n(r) = \frac{n!}{r!(n-r)!} U^r p^{n-r} \quad \text{donde } p = 1 - U \quad (2.1)$$

Donde U es la indisponibilidad de la línea de transmisión, p es la disponibilidad del mismo, n es el número de líneas de transmisión totales y r el número de líneas de transmisión en servicio para el presente estado.

La tasa de transición se calcula por el número total de elementos que están en servicios multiplicados por λ la tasa de falla anual, más la suma del número de elementos que están fuera de servicio por μ que es la tasa de reparaciones anuales del elemento

De donde:

$$\frac{\text{Tasa}}{\text{Transición}} = (\text{Elemento en servicio})(\lambda) + (\text{Elemento fuera de servicio})(\mu) \quad (2.2)$$

La frecuencia de ocurrencia al año en el que el elemento se encuentra disponible está definida por la tasa de transición del elemento multiplicado por la probabilidad de estar en servicio:

$$\text{Frecuencia de ocurrencia} = \frac{\text{Tasa}}{\text{Transición}} (P(i)) \quad (2.3)$$

Las ecuaciones siguientes son utilizadas para el cálculo de las probabilidades de los estados de contingencia para N-1 y N-2 elementos fuera. Para un sistema eléctrico de N componentes, los parámetros de confiabilidad para las contingencias del estado j con b elementos fallados, es:

$$p_j = \prod_{c=1}^b U_c \prod_{c=b+1}^N A_c \quad (2.4)$$

$$D_j = \sum_{c=1}^b \mu_c + \sum_{c=b+1}^N \lambda_c \quad (2.5)$$

$$d_j = 1/D_j \quad (2.6)$$

En donde p_j es la probabilidad de ocurrencia del estado j , D_j es la razón de la salida del componente fallado del sistema, Uc es la indisponibilidad del componente fallado, Ac es la disponibilidad de los componentes, μc es la tasa de reparación del componente fallado y λc la tasa de falla del componente, d_j es la duración media de falla.[30]

2.3 Índices de Confiabilidad

La confiabilidad del sistema se suele obtener mediante índices que cuantifican el rendimiento esperado del sistema y se aplican mediante criterios basados en los valores aceptables de estos índices.

Los índices de confiabilidad de los SEP pueden calcularse mediante diversos métodos. Los dos enfoques principales son el analítico y el de simulación. La gran mayoría de técnicas se han basado en el análisis y las técnicas de simulación han tenido un papel menor en aplicaciones especializadas. La razón principal es que la simulación suele requerir mucho tiempo de cómputo, los modelos y las técnicas analíticas han sido suficientes para proporcionar a los planificadores y diseñadores los resultados necesarios para tomar decisiones objetivas. Los principales índices utilizados en este trabajo de tesis son: ENS, EENS, y el LOLP.

2.3.2 Energía No Suministrada

Es la cantidad de energía que nos es suministrada a los consumidores y se representa por:

$$ENS_i^j = d_j \sum_{i=1}^{NB_i^j} CC_{pi}^j \text{ (MWh)} \quad (2.7)$$

Donde CC_p es el corte de carga en MW causado por la contingencia j en el nodo i , NB es el número total de nodos en el sistema.

2.3.3 Energía esperada no suministrada

Este índice es el valor esperado de la ENS, calculado a partir de las probabilidades de todos los estados del sistema anualizado, mostrado en la ecuación (2.8):

$$EENS = \sum_{j=1}^{NTE} D_j x p_j x ENS_i^j \quad (2.8)$$

2.3.4 Probabilidad de pérdida de carga

El LOLP es un promedio de los días en los cuales el pico de carga diario se espera exceda la generación disponible, indica el número esperado de días en los cuales una pérdida de carga o deficiencia ocurrirán, causado por una pérdida de generación o líneas de transmisión. Este índice es denominado “1 día en X años”, donde X representa la cantidad de años en la planeación. El LOLP calculado no debe exceder del 10% o 0.1 debido a que, si “1 día en 10 años” no significa que haya una esperanza de 24 horas de interrupción en 10 años, sino que hay 1 en 10 posibilidades que durante el año habrá una interrupción durante los 365 días [31].

$$LOLP = p_j \cdot \sum_{i=1}^{NB_i^j} CC_{pi}^j \quad (2.9)$$

2.4 Ejemplo ilustrativo

En esta sección se presenta un ejemplo ilustrativo para el cálculo de los índices descritos anteriormente. El Sistema de Prueba Roy Billinton (RBTS, Roy Billinton Test System, por sus siglas en inglés) es un sistema de pruebas desarrollado por la sección de confiabilidad del Grupo de Investigación de Sistemas de Potencia de la Universidad de Saskatchewan [30].

El RBTS proporciona un conjunto consistente de datos que permiten comparar fácilmente una amplia gama de técnicas y aplicaciones. El diagrama unifilar del RBTS de 6 nodos se muestra en la Figura 2.2. El sistema tiene 2 buses de generador (PV), 4 buses de carga (PQ), 9 líneas de transmisión y 11 unidades generadoras. Las capacidades mínimas y máximas de las unidades de las unidades generadoras son de 5 MW y 40 MW respectivamente. La capacidad de generación total instalada de la RBTS es de 240 MW con una carga máxima del sistema de 185 MW. Este sistema de prueba tiene un nivel de tensión de transmisión único de 230 KV y los límites de tensión de los buses del sistema se suponen entre 1,05 p.u. y 0,97 p.u.. El resto de los datos pueden ser revisados en el Anexo A.1.

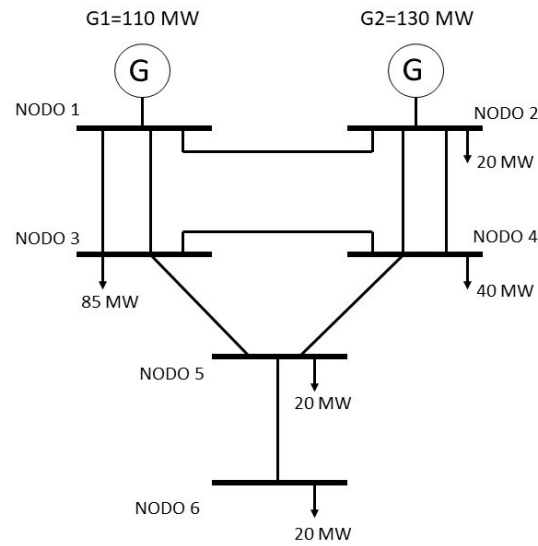


Figura 2.2 diagrama del sistema de prueba de Roy Billinton

Bajo el contexto que las compañías generadoras cuentan con un contrato de respaldo [31] son consideradas este trabajo 2 generadores en el RBTS y debido a que la generación no presenta interrupciones se enfoca únicamente en las líneas de transmisión como elementos que puedan presentar una salida.

La tabla 2.1 muestra los datos de las líneas de transmisión con el número total de líneas y la capacidad de líneas así como las principales características estadísticas.

Tabla 2.1 Datos de los elementos de transmisión del RBTS

Línea	De	Al	Capacidad (MW)	Disponibilidad (Ac)	Indisponibilidad (Uc)	Tasa de reparación μ	Tasa de Falla λ
1	1	3	85	0.998288	0.0017123	876	1.5
2	2	4	71	0.994292	0.0057078	876	5
3	1	2	71	0.995434	0.0045662	876	4
4	3	4	71	0.998858	0.0011416	876	1
5	3	5	71	0.998858	0.0011416	876	1
6	1	3	85	0.998288	0.0017123	876	1.5
7	2	4	71	0.994292	0.0057078	876	5
8	4	5	71	0.998858	0.0011416	876	1
9	5	6	71	0.998858	0.0011416	876	1.5

Por ejemplo, si se requiere calcular la probabilidad de que no hay ningún elemento en contingencia en la red se calcula mediante la ecuación (2.4):

$$P(0) = A_{L1} A_{L2} A_{L3} A_{L4} A_{L5} A_{L6} A_{L7} A_{L8} A_{L9}$$

$$P(0) = (0.998288)(0.994292)(0.995434)(0.998858)(0.998858)(0.998288) \dots \\ (0.994292)(0.998858)(0.998858) = 0.97626491$$

Para el efecto de un elemento en contingencia por ejemplo la L9 (N-1) está fuera de servicio aplicando (2.4):

$$P(L9) = A_{L1} A_{L2} A_{L3} A_{L4} A_{L5} A_{L6} A_{L7} A_{L8} U_{L9}$$

$$P(L9) = (0.998288)(0.994292)(0.995434)(0.998858)(0.998858)(0.998288) \dots \\ (0.994292)(0.998858)(0.0011416) = 0.00111573$$

Aplicando para dos elementos fuera (N-2) con (2.4):

$$P(L1, L2) = U_{L1} U_{L2} A_{L3} A_{L4} A_{L5} A_{L6} A_{L7} A_{L8} A_{L9}$$

$$P(L1L2) = (0.001712)(0.0005708)(0.995434)(0.998858)(0.998858)(0.998288) \dots \\ (0.994292)(0.998858)(0.998858) = 9.6128 \times 10^{-6}$$

La tabla 2.2 muestra la probabilidad de salida de las líneas de transmisión para el estado N-1, así como la ocurrencia y frecuencia de fallas.

Tabla 2.2 Probabilidad de salida de las líneas de transmisión del estado N-1

Estado	Línea fuera	p_i	Ocurrencia/año	Frecuencia
0	0	0.97626491	193.5	188.907259
1	L1	0.001671687	1.011986303	0.00169172
2	L2	0.005572289	1.039954341	0.00579493
3	L3	0.004457831	1.03196347	0.00460032
4	L4	0.001114458	1.007990871	0.00112336
5	L5	0.001114458	1.007990871	0.00112336
6	L6	0.001671687	1.011986303	0.00169172
7	L7	0.005572289	1.039954341	0.00579493
8	L8	0.001131169	1.007990871	0.00114021
9	L9	0.001114458	1.007990871	0.00112336

La tabla 2.3 presenta las contingencias más representativas y sus probabilidades de ocurrencias para la salida de hasta dos elementos de transmisión.

Tabla 2.3 Probabilidad de salida de las líneas de transmisión en el estado n-2 más representativas

Estado	Líneas Fuera	p_j	Estado	Líneas Fuera	p_j
1	L1-L2	0.00000954	37	L4-L6	0.00000191
13	L1-L6	0.00000286	38	L5-L7	0.00000636
14	L1-L7	0.00000954	45	L6-L5	0.00000191
24	L3-L9	0.00000509	54	L7-L6	0.00000954
25	L4-L1	0.00000191	64	L8-L9	0.00000127
26	L4-L2	0.00000636	70	L9-L6	0.00000191

De las tablas 2.2 y 2.3 se observa la probabilidad de salida de los elementos presentados para los estados N-1 y N-2 respectivamente, en la columna tres, los cálculos de probabilidades de p_j están dentro de los límites establecidos, es decir, la sumatoria de estas probabilidades no deberá ser mayor a 1.

Considerando la metodología descrita en [26] y [44] tenemos de manera resumida en la tabla 2.4 el cálculo de los principales índices de confiabilidad que se utilizaran a lo largo de esta tesis. Cabe resaltar que hasta las contingencias N-2 es donde se tuvo presencia de cortes de carga y ENS, por lo cual nos enfocamos en este análisis. A continuación, se presenta como se obtienen estos índices de manera individual por contingencia, aplicando las ecuaciones (2.5) y (2.6) tenemos:

Para la obtención de D_j (tasa de salida del sistema de la línea para el estado j) se considera la tasa de reparación y la tasa de falla de la línea.

$$D_j = \sum_{c=1}^b \mu c + \sum_{c=b+1}^N \lambda c$$

Por ejemplo, en este caso tomaremos la salida simultanea de las líneas L1 y L6 teniendo ambas una $\mu = 876$. Así mismo se toma la tasa de falla de las líneas que están en operación:

$$D_{L1,L6} = \mu_{L1} + \mu_{L6} + \lambda_{L2} + \lambda_{L3} + \lambda_{L4} + \lambda_{L5} + \lambda_{L7} + \lambda_{L8} + \lambda_{L9}$$

$$D_{L1,L6} = (876 * 2) + 5 + 4 + 1 + 1 + 5 + 1 + 1.5 = 1770.5$$

Para obtener la duración media de falla del estado j , es la división de D_j , del estado correspondiente.

$$d_j = 1/D_j$$

Considerando $D_{L1,L6} = 1770.5$ calculada previamente, obtenemos así la duración media de

falla del estado en contingencia de las líneas L1 y L6:

$$d_{L1,L6} = \frac{1}{D_{L1,L6}} = \frac{1}{1770.5} = 0.0005649$$

Una vez obtenidos la p_j , D_j y d_j calculamos la ENS y LOLP para cada estado j . Continuando con el ejemplo de L1 y L6. Multiplicando la $d_{L1,L6}$ por el corte de carga (CC) de ese estado podemos obtener la ENS.

$$ENS^{L1,L6} = d_{L1,L6} CC_{L1,L6} = 0.0005649 \times 40.88113 = 0.023(\text{MWh})$$

En este mismo sentido obtenemos $LOLP_{L1,L6}$ el cual toma la probabilidad ocurrencia de que haya cortes de carga ante la presencia de la contingencia ocurrente, esta se calcula como:

$$LOLP_{L1,L6} = p_{L1,L6} \cdot CC^{L1,L6} = 2.86 \times 10^{-6} \times 40.88113 = 1.169 \times 10^{-4}$$

La tabla 2.4 presenta el cálculo para los estados N-2 más representativos del sistema. Este cálculo se repite para todas las contingencias a analizar en la red eléctrica, ésta varía debido al número de componentes conectados entre sí. La sumatoria total de la ENS para todos los estados analizados nos dará el valor esperado de la ENS, es decir, EENS.

Tabla 2.4 Resultados del análisis de contingencias dobles para los parámetros establecidos.

Estado	Líneas fuera	p_j	d_j	D_j	CC	ENS	LOLP
13	L1, L6	2.86E-06	0.0005649	1770	40.8813	0.023	1.169×10^{-4}
14	L1, L7	9.54E-06	0.0005660	1766.5	22.9284	0.0129	2.187×10^{-4}
37	L4, L6	1.91E-06	0.0005648	1770.5	2.7133	1.532×10^{-3}	1.169×10^{-4}

Cabe resaltar que para el sistema RBTS de seis nodos tiene nueve líneas de transmisión, la lista de contingencias analizadas fueron 56 ($N-1 + N-2 = 9+47=56$). Sin embargo, en redes con mayor número de líneas se puede reducir el número de contingencias utilizando un acomodo de las líneas con mayor capacidad y normalizando la probabilidad de ocurrencia.

2.5 Conclusiones del capítulo

La evaluación de la confiabilidad de los SEP es importante para poder realizar una correcta planificación de los SE, la evaluación estática del sistema depende de su habilidad para satisfacer los requerimientos de la demanda del sistema, lo cual, puede llamarse evaluación de la suficiencia, mientras que cuando se refiere a la habilidad del sistema para responder

ante contingencias se llama evaluación de la seguridad, que es a lo que en este trabajo nos enfocaremos. Del RBTS analizado no se presentan cortes de carga para contingencias N-1, y los índices LOLP y EENS no se presentan en el sistema, sin embargo, son usados para hacer una planeación del sistema y tener en cuenta para futuras expansiones de la red eléctrica y la capacidad de la generación.

Capítulo 3

MODELADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS

3.1 Introducción a los sistemas de almacenamiento de energía

Para proporcionar flexibilidad a la capacidad de generar la electricidad necesaria para satisfacer la creciente demanda, el almacenamiento de energía se considera que va a contribuir de forma significativa a la evolución de los sistemas de potencia.

Por lo cual la necesidad de almacenar energía se ha vuelto más imperativa, razón por la cual el desarrollo de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía se ha impulsado en las últimas décadas se ha vuelto una tendencia de cambio hacia la generación distribuida haciendo que el análisis de las diferentes tecnologías de almacenamiento sea incluido en los sistemas de potencia. El almacenamiento de energía puede desempeñar otras funciones complementarias a las del equipo de generación muy importantes tanto desde el punto de vista técnico como económico [34]. Uno de estos aspectos es el almacenamiento de energía cuando la generación con altos niveles de incertidumbre (generación eólica, por ejemplo) sobrepasa a la demanda eléctrica.

Un SAEB no puede generar la energía eléctrica directamente. Por lo que la energía se almacena en diferentes formas: electroquímica, electromagnética, electromecánica y almacenamiento térmico como puede observarse en la figura 3.1. Cada una de estas tiene diferentes características tecnológicas, como la densidad energética, los tiempos de carga, tiempos de descarga, el efecto de los ciclos repetidos en el rendimiento y la vida útil, el coste

y los requisitos de mantenimiento [35].

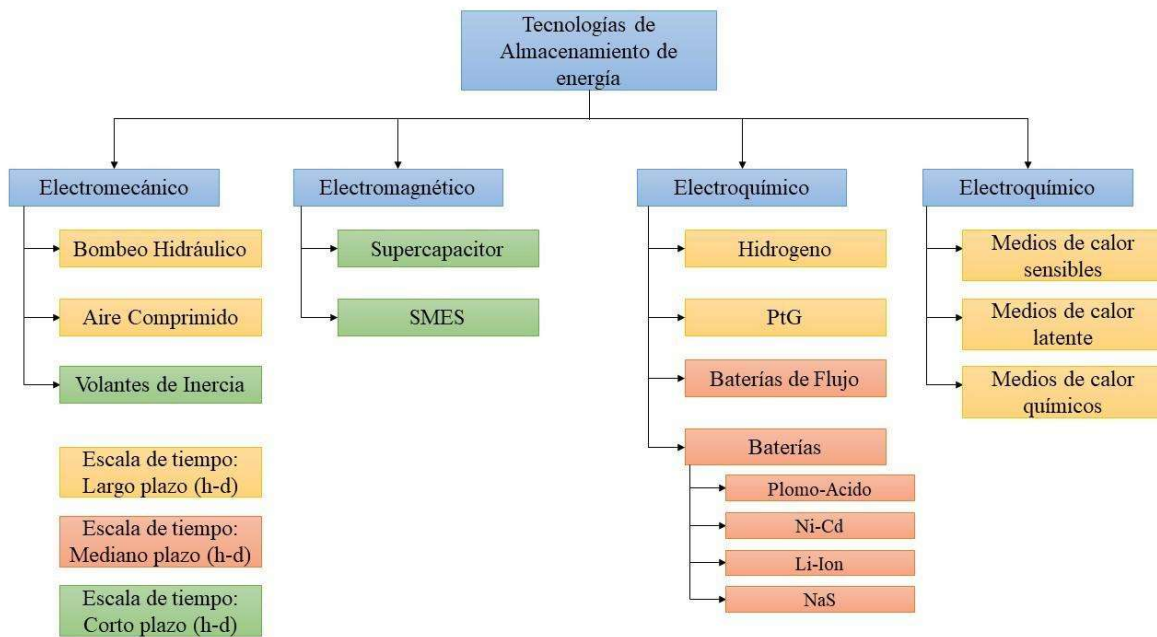


Figura 3.1 Diferentes tecnologías de almacenamiento de energía.

A pesar de que los SAEB representan el primer sistema de almacenamiento de energía eléctrica introducido, todavía son la tecnología más rentable disponible en la actualidad en el mercado. La carga de las baterías se basa en una reacción química interna generado por un voltaje aplicado a los terminales de la batería y descarga cuando esta reacción interna se invierte. En la actualidad, las baterías de alta capacidad se utilizan para la red eléctrica o el almacenamiento de vehículos eléctricos, una de las más eficientes es la batería de plomo-ácido. Actualmente, a pesar de que el níquel-hidruro metálico (Ni-MH) o baterías de iones de litio (Li-ion) son más más caras que las baterías de plomo-ácido, han sido preferido debido a su densidad de energía mejorada y mayor energía específica. En este trabajo nos centraremos en el estudio de los sistemas de almacenamiento por baterías debido a su densidad de energía, su poco requerimiento de espacio para instalación, su alta eficiencia específicamente hablando de las baterías de Li-Ion mostrado en la figura 3.2

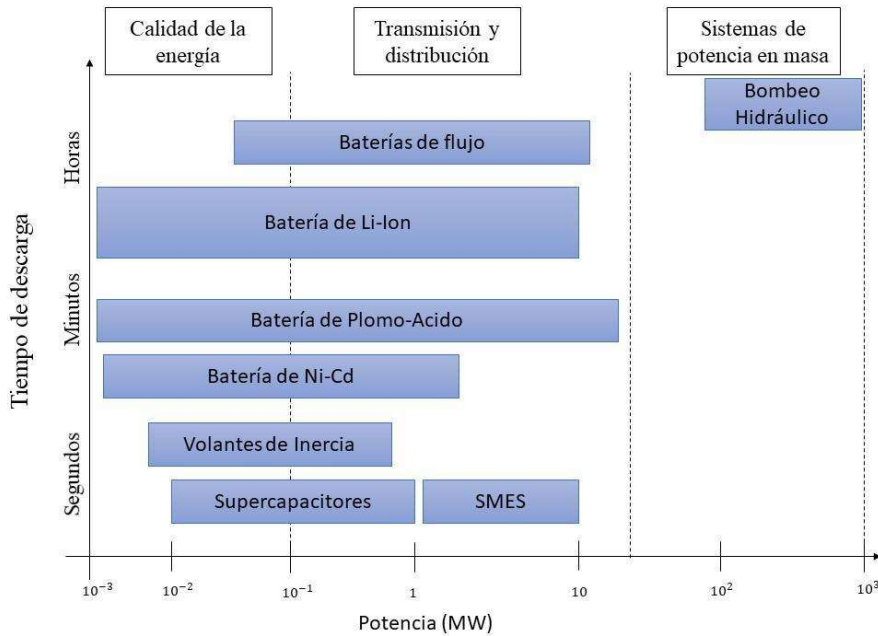


Figura 3.2 Tiempo de descarga de los sistemas de almacenamiento de energía.

3.2 Sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías

La forma de baterías químicas para el suministro de energía a gran escala no es un concepto nuevo, en la parte esencial de muchas empresas de electricidad a principios del siglo XX. La primera aplicación de baterías de almacenamiento eléctrico fue en la ciudad de German Pennsylvania, en 1890. En aquella época, los sistemas de sistemas de energía eléctrica eran principalmente sistemas de Corriente Directa (DC) y funcionan aislados unos de otros. Las baterías se utilizaban para cubrir los picos de energía eléctrica y de emergencia cuando las dinamos que generaban corriente continua no estaban en operación. A medida que los sistemas de Corriente Alterna (CA) evolucionaron y se generalizaron, gracias a los avances en el diseño de equipos y sistemas que aumentan su fiabilidad, se dejaron de utilizar las baterías.

Las baterías suelen ser la tecnología más madura en este aspecto, pero presentan limitaciones económicas que aunque su precio ha bajado en los últimos años aún son costosos, La estructura básica de una estación de almacenamiento de energía por baterías está compuesta

principalmente por la unidad de almacenamiento de energía, el Sistema de Conversión de Energía (PCS, Power Converter System, por sus siglas en inglés) el Sistema de Monitoreo y Gestión de Despacho, la unidad de almacenamiento de energía está compuesta por un paquete de baterías y un Sistema de Gestión de la Batería (BMS, Battery Management System por sus siglas en inglés), el PCS incluye un convertidor de almacenamiento de energía y un sistema de control de convertidor. Y el sistema de monitoreo y el de gestión de despacho pasa el Sistema de Gestión de Energía (EMS, Energy Management System por sus siglas en inglés) implementa la asignación de energía y el monitoreo del estado de la batería en cada unidad de almacenamiento de energía.

Los SAEB pueden reaccionar a las demandas de la red casi instantáneamente, pero también tienen la capacidad de funcionar en duraciones más largas y tienen una amplia gama de almacenamiento y capacidades de potencia. Debido a su madurez tecnológica, la tecnología de Li-Ion ha tenido el uso más extendido entre los SAEB a gran escala.

3.3 Dimensionamiento del SAEB

La efectividad que un SAEB aporta al sistema de potencia se ve afectada principalmente por dos características: El tamaño definido en potencia y capacidad, y la ubicación del SAEB dentro del SEP, ambos son campos de estudio por separado, debido a que para las diferentes aplicaciones de los SAEB se tiene un enfoque distinto y no serán abordados en este trabajo de tesis. Sin embargo, es necesario considerar el tamaño que debe tener el SAEB, así como su posicionamiento con un enfoque de vista del operador del sistema, como sugiere en [38]. El dimensionamiento de un SAEB se da debido a tres criterios: financiero, técnico e híbrido. Donde el primero encuentra el tamaño que debe tener un SAEB para reducir los costos de operación de un sistema, este considera el costo de inversión. En este trabajo se propone el uso de sistemas de baterías para mejorar los índices de confiabilidad.

Para conectar un SAEB al SE debe tener el tamaño adecuado. El dimensionamiento de SAEB implica determinar la potencia nominal óptima (MW) y / o la capacidad energética (MWh). "Óptimo" en este caso significa que para todos los tamaños SAEB factibles disponibles para una determinada conexión a la red, solo una potencia nominal y / o una energía de capacidad representa el mejor escenario costo/beneficio del SAEB, pasado ese punto el SAEB únicamente propone costos mayores de inversión. [33]

En esta investigación nos enfocamos en el punto de vista del operador del sistema, la ubicación de SAEB requiere un análisis tanto cualitativo como cuantitativo para comparar y optimizar diferentes ubicaciones. La ubicación se ve afectada por topología general de la red y los flujos de energía resultantes dentro de la red, al añadir un SAEB al sistema se busca que este cumpla una función y dependiendo de esta función su posicionamiento óptimo cambiaría. Así mismo, consideraremos únicamente las características técnicas del SAEB por lo que se propone un único SAEB que se encontrara en los nodos de carga, del tamaño de la mitad de la demanda del nodo.

3.4 Modelado del SAEB

Las principales ecuaciones que describen el comportamiento del SAEB a ser incluido en el análisis de contingencias es descrito a continuación:

$$E_{jt}^{Batt} = E_{j(t-1)}^{Batt} + n_{Ch}(P_{jt}^{ChBatt} + P_{jt}^{dsr}) - n_{DeCh}(P_{jt}^{DeBatt} + P_{jt}^{usr}) \quad (3.1)$$

$$0 \leq P_{jt}^{ChBatt} + P_{jt}^{dsr} \leq P_j^{ChBatt,max} I_{jt}^{ChBatt} \quad (3.2)$$

$$0 \leq P_{jt}^{DeBatt} + P_{jt}^{usr} \leq P_j^{DeBatt,max} I_{jt}^{DeBatt} \quad (3.3)$$

$$I_{jt}^{DeBatt} + I_{jt}^{ChBatt} \leq 1 \quad (3.4)$$

$$E_j^{Batt,min} \leq E_{jt}^{Batt} \leq E_j^{Batt,max} \quad (3.5)$$

La ecuación (3.1) describe el estado de carga de la batería, siendo E_{jt}^{Batt} la carga que tiene el arreglo de baterías, energía almacenada en el tiempo j, n_{Ch} y n_{DeCh} representan la eficiencia de carga y descarga, P_{jt}^{dsr} y P_{jt}^{usr} es la programación de carga y descarga de la unidad dentro de los periodos t del sistema, P_{jt}^{ChBa} y P_{jt}^{DeBatt} el estatus de descarga y carga del SAEB respectivamente, donde al presentarse un estatus de carga se va a sumar la carga al estado de carga del periodo anterior, funcionando de la misma manera para el estado de descarga restando energía almacenada del estado de carga del periodo anterior.

Los límites de almacenamiento de energía de la batería al cargarse y descargarse se consideran en (3.2) y (3.3) donde $P_{jt}^{usr}/P_{jt}^{dsr}$ es la programación de carga y descarga de la unidad dentro de los periodos t del sistema. En (3.4) se previene el evento de carga y descarga

dentro del mismo periodo de tiempo t siendo $I_{jt}^{DeBatt} / I_{jt}^{ChBat}$ el estatus de descarga y carga del SAEB respectivamente. En (3.5) son considerados los niveles mínimos y máximos de almacenamiento en el periodo t .

3.5 Modelado del SAEB en el DC OPF

La integración del SAEB analizado a través de la función del DCOPF en la cual se busca minimizar los costos operativos del sistema, y este se puede expresar como:

$$\text{Min} \sum_{t=24}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_g} [C_i(P_{i,t})] \quad (3.6)$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in \Omega_G} PG_g + \sum_{j \in \Omega_B} PB_j - \sum_{m \in \Omega_{LT}} Pf_{im} = \sum_{l \in \Omega_{LB}} PD_l \quad (3.7)$$

$$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max}; i \in \Omega_G \quad (3.8)$$

$$-PR_j \leq PB_j \leq PR_j; j \in \Omega_B \quad (3.9)$$

$$E_{jt}^{Batt} = E_{j(t-1)}^{Batt} + n_{Ch}(P_{jt}^{ChBatt} + P_{jt}^{dsr}) - n_{Ch}(P_{jt}^{DeBatt} + P_{jt}^{usr}) \quad (3.10)$$

$$0 \leq P_{jt}^{ChBatt} + P_{jt}^{dsr} \leq P_j^{ChBatt,max} I_{jt}^{ChBatt} \quad (3.11)$$

$$0 \leq P_{jt}^{DeBatt} + P_{jt}^{usr} \leq P_j^{DeBatt,max} I_{jt}^{DeBatt} \quad (3.12)$$

$$I_{jt}^{DeBatt} + I_{jt}^{ChBatt} \leq 1 \quad (3.13)$$

$$E_j^{Batt,min} \leq E_{jt}^{Batt} \leq E_j^{Batt,max} \quad (3.14)$$

$$-Pf_{im}^{max} \leq Pf_{im} \leq PG_{im}^{max}; m \in \Omega_{LT} \quad (3.15)$$

En donde PG_g es la potencia de generación del generador g , Ω_G es el conjunto de todos los generadores, PB_j es la potencia de carga y descarga del SAEB j , Ω_B Es el conjunto de todos los SAEB del sistema. PG_i^{min} y PG_i^{max} son la mínima y máxima capacidad de generación

del generador g , respectivamente. PR_j Es la potencia nominal del SAEB j que controla la potencia de carga y descarga del SAEB. Donde Pf_{im} Son los flujos de potencia a través de la línea de transmisión que conecta al nodo $i - m$, Ω_{im} es el conjunto de todas las líneas de transmisión existentes en la red de potencia, la restricción es el límite físico de la línea de transmisión.

La función objetivo busca minimizar los costos de operación, la restricción (3.7) es la ecuación de balance del sistema la cual toma la potencia generada más el aporte del SAEB (carga o descarga) para satisfacer la demanda del periodo t . La restricción (3.8) son los límites mínimos y máximos de los generadores conectados en el sistema de potencia.

La restricción (3.9) son los límites mínimos y máximos del SAEBs conectado en el SEP. Donde PB_j la potencia de carga y descarga del SAEB j , B Es el conjunto de todos los SAEB del sistema, PR_j Es la potencia nominal del SAEB j que controla la potencia de carga y descarga del SAEB.

En (3.10) se describe el estado de carga de la batería, siendo E_{jt}^{Batt} la energía almacenada en el tiempo j , n_{ch} y n_{dech} representan la eficiencia de carga y descarga. los límites de almacenamiento de energía de la batería al cargarse y descargarse. En (3.11) y (3.12) donde $P_{jt}^{usr} / P_{jt}^{dsr}$ Es la programación de carga y descarga de la unidad dentro de los periodos t del sistema. En (3.13) se previene el evento de carga y descarga dentro del mismo periodo de tiempo t siendo $I_{jt}^{DeBatt} / I_{jt}^{ChBatt}$ el estatus de descarga y carga del SAEB respectivamente. En (3.14) son considerados los niveles mínimos y máximos de almacenamiento en el periodo t . La restricción (3.15) representa los límites físicos de las líneas de transmisión a través de los flujos mínimos y máximos.

3.6 Ejemplo SAEB 6 nodos RBTS

Utilizando el RBTS y añadiendo un SAEB con las capacidades descritas en el punto 3.2 (con la potencia de la mitad de la demanda del nodo), La figura 3.3 presenta el modelado del SAEB, donde se aprecia permite la descarga por 5 horas, así como donde también se obtiene la ubicación del SAEB se encuentra en el nodo 6, así como las descritas en [36] se realiza un análisis comparativo de simular el DCOPF. La tabla 3.1 presenta los datos del generador del RBTS. Mientras que la tabla 3.2 presenta los datos del SAEB incluidos en el RBTS para este

caso de estudio.

Tabla 3.1 Datos de las plantas generadoras del RBTS

Planta generadora	nodo	P_g^{\max} (MW)	V_g	$C(P)$ (\$/MWh)
1	1	110	1.05	12
2	2	130	1.05	0.5

Tabla 3.2 Datos del SAEB incluido en el RBTS

SAEB	nodo	P_g^{\max} (MW)	V_g	$C(P)$ (\$/MWh)
1	6	10	1.05	0.6

Representado en el sistema un patrón de demanda de 24 horas en el cual el SAEB cargará energía del sistema aumentando la demanda en periodos donde la demanda es menor, en los periodos 1,2,3,4,5 mostrados en verde en la misma figura 3.3.

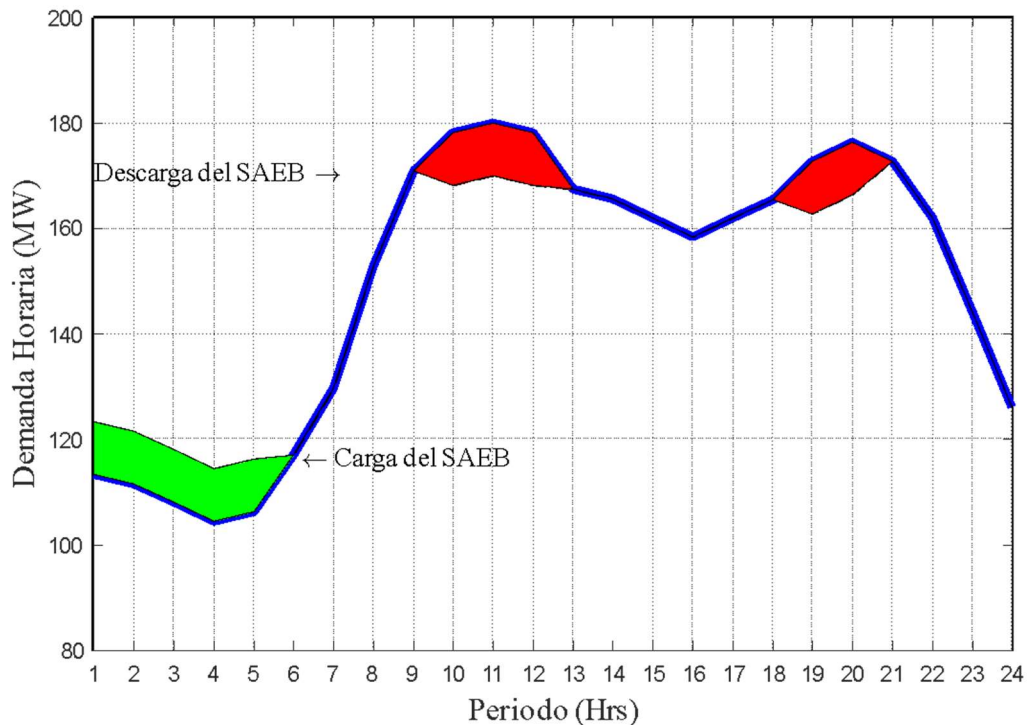


Figura 3.3 Dinámica de carga y descarga del SAEB.

La descarga de la energía almacenada se presenta en los periodos de mayor demanda que son: 10,11,12,20,21 representada en rojo son mostrados en la figura 3.3 [37].

3.6.1 Caso base: sin SAEB

Para la demostración del ejemplo del Caso base y con SAEB se realizará con la contingencia 5 del estado N-2 donde las líneas de transmisión 1 y 6 se encuentran fuera de servicio y a partir del periodo 9 se saturan las líneas de transmisión 2 y 7, donde las plantas generadoras no tienen suficiente capacidad de cubrir la demanda del sistema por lo que se presenta ENS a partir del periodo 9.

La potencia de salida de los generadores del caso base son presentadas en la figura 3.4, donde se aprecia que la salida de potencia de la planta generadora 1 empieza a crecer llegando a un pico máximo en el periodo 11, se aprecia la mayor demanda del sistema, la planta generadora 2 que es la más barata del sistema se encuentra entregando 125 MW desde el periodo 7 hasta el periodo 23. Llegando a un costo de operación del sistema de \$129,002.81.

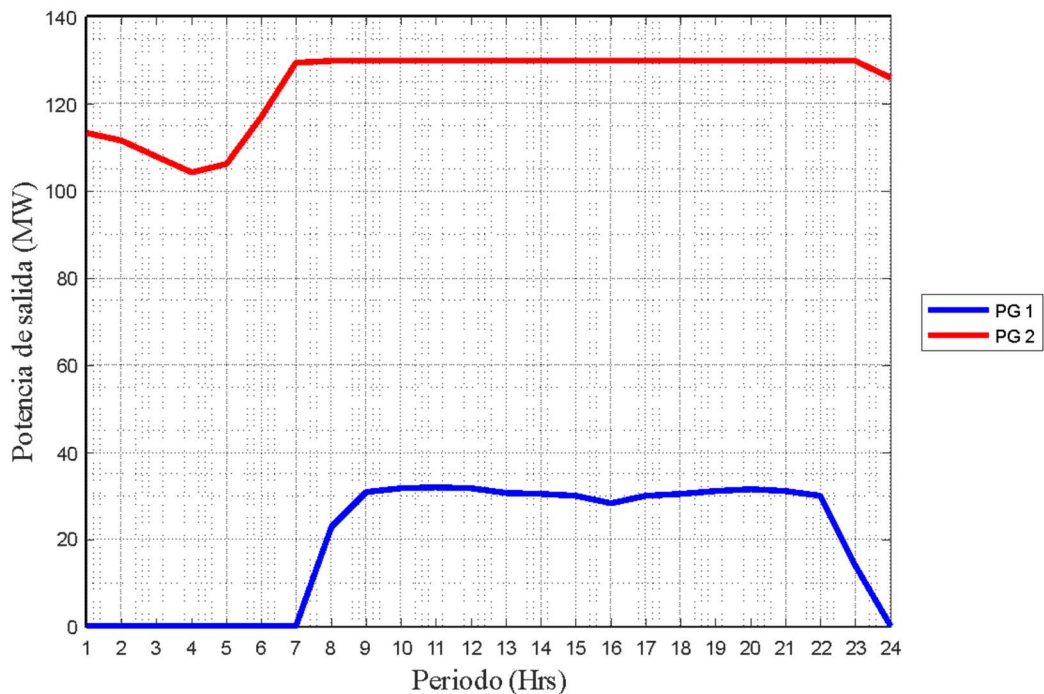


Figura 3.4 Potencias generadas por cada generador caso base

3.6.2 Caso con SAEB

En la figura 3.5 se presentan las potencias de salida de las plantas generadoras y el SAEB como resultado de simular el DCOPF con el SAEB para los 24 periodos de tiempo. Se puede observar en los primeros 5 periodos un incremento en la potencia de salida de la planta

generadora 2 debido a la mecánica de carga del SAEB, la misma planta generadora al igual que en el caso base se encuentra entregando su máximo de potencia del periodo 7 al periodo 23. Sin embargo, al comparar la figura 3.4 y 3.5 se puede apreciar la reducción en la ENS en los periodos que el SAEB se encuentra descargando la energía almacenada, llegando a reducir la ENS hasta 90.06 MW, con lo cual se llega a un costo operacional de la contingencia de \$79,027.81 en comparación con la misma contingencia del caso base se logra una reducción considerable.

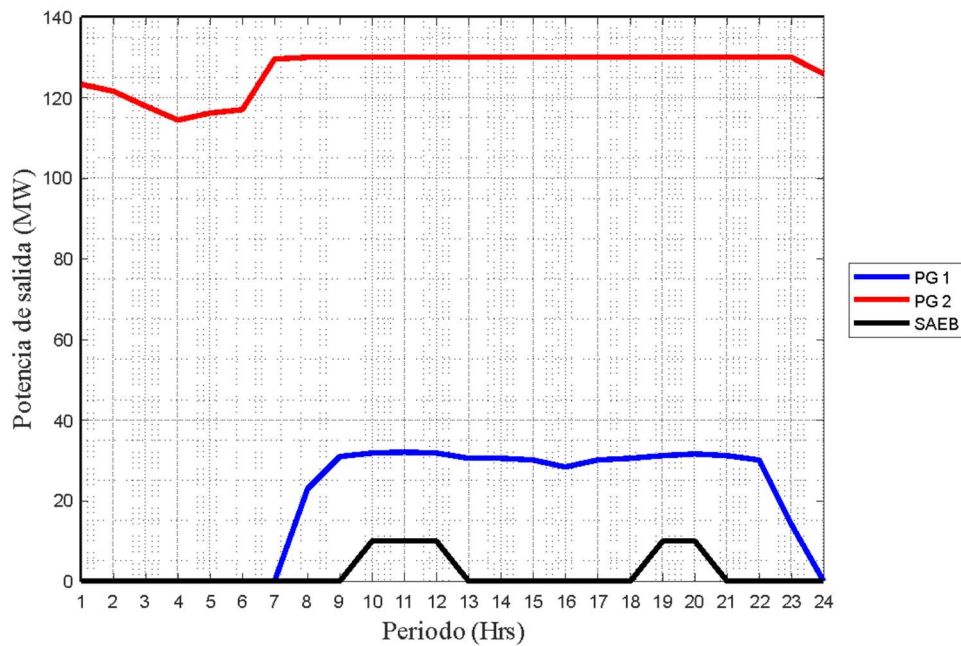


Figura 3.5 Potencias generadas por cada generador caso base incluyendo el SAEB.

Los costos de operación presentados en la tabla 3.3 es una comparación entre el caso base y el caso con el SAEB donde la reducción en el costo presentado se debe al manejo de la carga por parte del SAEB, consumiendo energía producida por la planta generadora de menor costo y al descargar reduciendo la demanda.

Tabla 3.3 Costos de operación caso Base y caso SAEB

Caso	Costo de operación (\$)
Base	129,002.81
SAEB	79,027.81

3.7 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se modeló el SAEB en el DCOPF se utilizó los costos de operación para evaluar el desempeño del SAEB en el SEP. Se observa que la inyección de energía en el periodo de demanda máxima por parte del SAEB reduce los costos de operación del SEP, en contraparte en el periodo de carga aumenta la potencia de generación de las plantas impactando en los costos operativos en minoría debido a que el generador más económico es el que aporta esta energía adicional, al funcionamiento tradicional del RBTS sin SAEB.

Capítulo 4

ESQUEMAS DE RESPUESTA A LA DEMANDA

4.1 Introducción a los esquemas de respuesta a la demanda

La gestión de la energía (GE) en los SEP es necesaria para garantizar el suministro constante de electricidad tanto en cantidad como en calidad. La GE puede ser clasificada en gestión del lado de suministro y gestión del lado de la demanda. La gestión del lado de suministro trata de incrementar la eficiencia operacional de la generación, transmisión y distribución, que no será abordado en este trabajo. Por otra parte, la gestión del lado de la demanda se compone del comportamiento estratégico de la demanda, eficiencia de la energía y respuesta a la demanda [5].

En este trabajo se abordará un esquema de DR. Dentro de los esquemas de DR implican un programa de manejo de carga a corto plazo que tiene como objetivo influir en el comportamiento del consumo. La DR puede definirse como los cambios en el uso de la electricidad por parte de los consumidores finales en sus patrones de consumo normales en respuesta a cambios en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo, o al pago de incentivos para propiciar un menor uso de energía eléctrica cuando el precio de venta de la energía eléctrica es alto o cuando la confiabilidad del sistema se ve comprometido.

Los programas de DR se dividen ya sea en base a la confiabilidad o en base al mercado, como se muestra en la figura 4.1, los programas en base al mercado se dividen en licitación de la demanda y fijación de los precios en tiempo real, los programas en base a la confiabilidad se dividen en carga interrumpible, control directo de la carga y programa de emergencia.

Los programas de DR basados en el mercado consisten en:

- Licitación de la demanda. – en este programa permite a los mayores consumidores licitar por recortes de carga específica, los consumidores se quedan con una tarifa fija y reciben remuneraciones cuando el precio de venta de la electricidad es alto. [36]
- Fijación de precios en tiempo real. – este programa brinda a los grandes consumidores comerciales e industriales un costo en tiempo real de la energía eléctrica, fluctuando en tiempo real, lo cual les brinda la opción de elegir sus periodos de consumo. Y se encuentra implementado de la siguiente manera:
 - Tarifa en tiempo real. – en este programa, los consumidores pagan tarifas que están en función de los precios actuales del mercado, los precios son suministrados por adelantado en hora o día, lo cual permite al consumidor planear su consumo.
 - Tarifa en pico crítico. - esta tarifa ofrece a los consumidores un precio dinámico que refleja el precio actual del mercado durante los picos más críticos, que son ofrecidos con un día en adelanto.
 - Tarifa en tiempo de uso. – esta tarifa es un precio predefinido de la electricidad para un amplio rango de periodos de tiempo, por temporada, mensual, semanal o diario.

Los programas de DR basados en la confiabilidad consisten en:

- Carga interrumpible. – este programa aplica usualmente para grandes consumidores industriales y comerciales que pueden apagar su carga por periodos de corta duración, en este programa los consumidores reciben descuentos en sus tarifas como compensación por aceptar las interrupciones en el servicio, pero también pueden ser penalizados si no participan en el programa cuando es requerido.
- Control directo de carga. – en este programa la compañía eléctrica tiene permitido interrumpir o reducir directamente el consumo de energía durante picos de demanda, para lo cual los clientes son notificados con tiempo de anticipación, estos son compensados por la interrupción.
- Programa de emergencia. – En este programa los consumidores reciben incentivos para reducir su demanda cuando ocurran contingencias en el sistema de potencia,

en contraste con el programa de carga interrumpible este programa no impone ninguna penalización si los consumidores no participan.

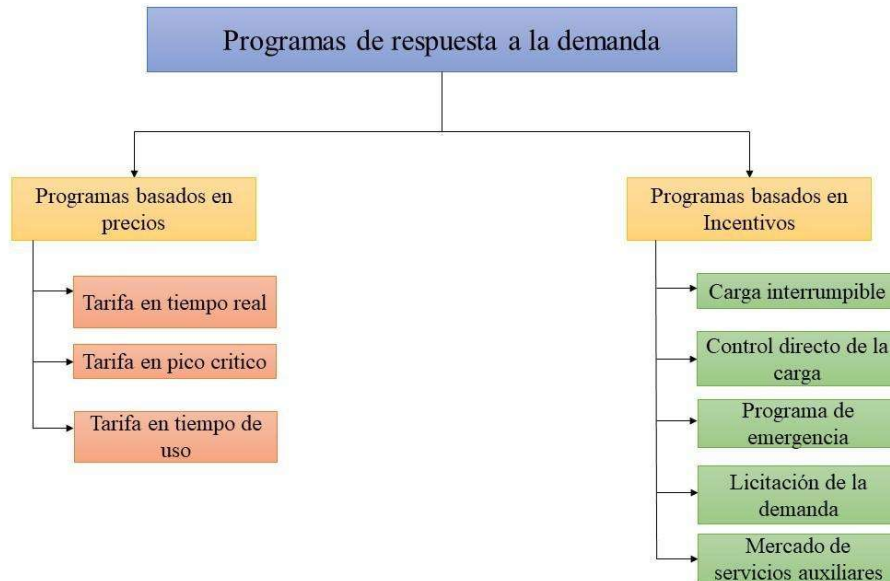


Figura 4.1 Programas de respuesta a la demanda

Los programas de DR son extremadamente valiosos al reducir el consumo de electricidad cuando se presentan picos de demanda y/o baja generación por fuentes de energía renovable, reconociendo su relevancia en el futuro de los sistemas de potencia en este trabajo de tesis.

En este trabajo de tesis nos enfocaremos en las tarifas CPP, los cuales tienen algunos atributos de Precios en Tiempo Real (RTP Real Time Pricing, por sus siglas en inglés) y de los programas interrumpibles. Los programas de CPP generalmente comienzan con una estructura de tarifas de Tiempo de Uso (TOU Time Of Use, por sus siglas en inglés), pero se agrega una tarifa más que se aplica a las horas pico "críticas".

Las tarifas CPP es una clara mejora en las tarifas TOU con cargos por demanda, porque los cargos adicionales se basan en el consumo cuando el sistema está restringido, en lugar de cuando la demanda del cliente en particular alcanza su punto máximo. Los CPP tiene algunas de las ventajas de RTP, porque los precios minoristas pueden variar con el mercado mayorista

4.2 Estimación de la reducción de carga

La reducción de la carga del cliente comprime el costo de suministro de la energía a corto plazo, en primer lugar, se describe la fuente básica de los beneficios del mercado a corto plazo, la mejora de la eficiencia económica que se produce al permitir que los consumidores tomen decisiones sobre el uso de la electricidad basadas en los costos marginales, en lugar de los costos medios de suministro. Se analizan a continuación las diferencias en la forma en que estos beneficios se manifiestan en regiones con diferentes estructuras de mercado.

Los programas de respuesta a la demanda producen beneficios sociales, que son ahorros de recursos, al reducir la diferencia entre los costos marginales de suministro que varían en el tiempo y las tarifas minoristas basadas en los costes medios. En la figura se ilustran los impactos del mercado a corto plazo para las empresas de servicios públicos integradas verticalmente. La curva de suministro suele reflejar los costos de suministro de la empresa, incluyendo sus propias plantas de generación y cualquier compra de energía al por mayor, si la demanda pronosticada es Q , una reducción de la demanda que traslade el consumo a Q_{DR} supondrá un coste de suministro de la empresa que será evitado igual al área sombreada de la figura 4.2.

La misma reducción de carga produce impactos más amplios en las regiones con mercados mayoristas organizados debido a la forma en que estos mercados están diseñados, la curva de oferta se desarrolla ordenando las ofertas de los generadores por orden de mérito de menor a mayor. Debido a la competencia entre generadores, las ofertas de los generadores reflejan sus costes marginales de funcionamiento y mantenimiento. La empresa de servicios energéticos (LSE, Load Service Entities por sus siglas en inglés) también ofertan sus requerimientos de carga esperados en el mercado, produciendo una curva de demanda. El precio de la oferta del último generador necesario para cubrir la compra de las LSE establece el precio de compensación del mercado para todo el mercado. Esto significa que una reducción de demanda Q a Q_{DR} no solo proporciona los ahorros de evitar los costos variables observados anteriormente, sino que también reduce el precio del resto de la energía comprada en el mercado.

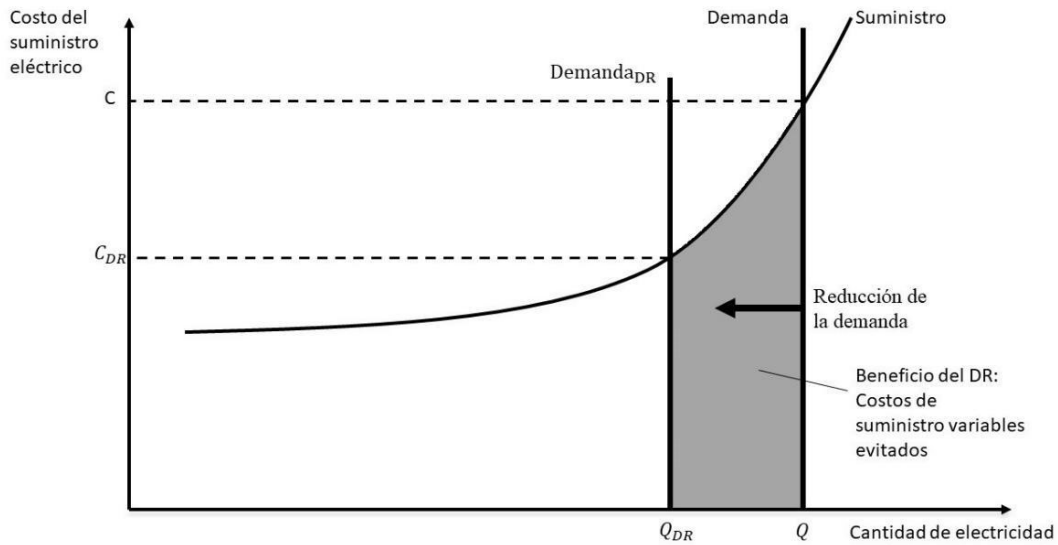


Figura 4.2 Impactos de la respuesta a la demanda.

Este Segundo impacto en el mercado representado por el rectángulo sombreado en la figura 4.3 depende del nivel de reducción de precio la diferencia entre P y P_{DR} y de la cantidad de energía comprada en el mercado aplicable.

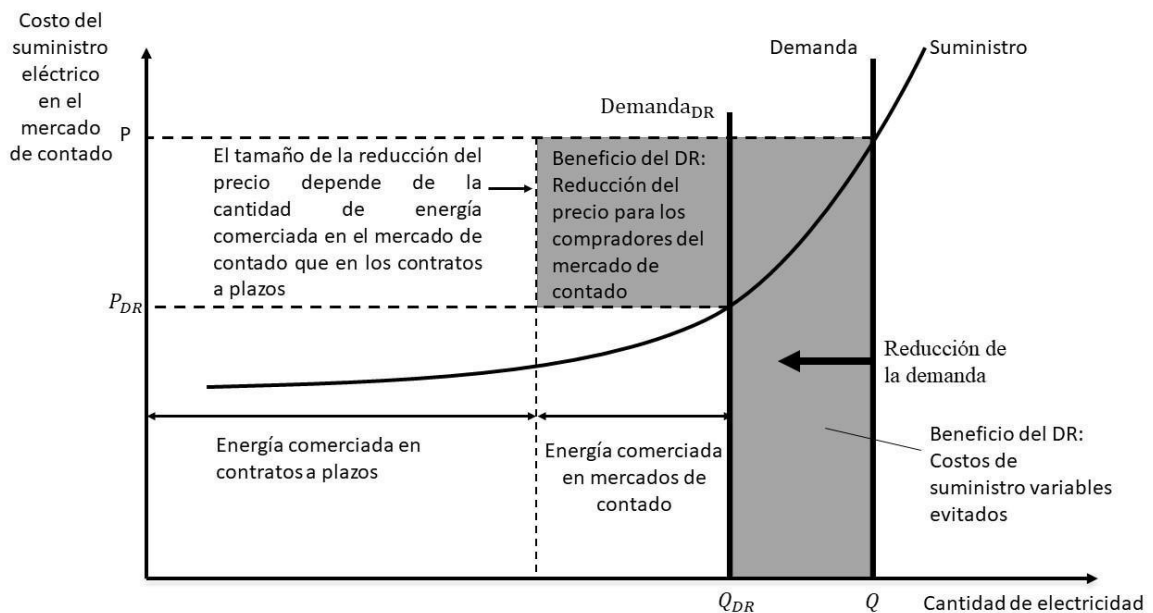


Figura 4.3 Impactos de la respuesta a la demanda en mercados mayoristas organizados
Las LSE suelen suplir sus requerimientos esperados de energía con una mezcla de contratos

bilaterales a plazo con generadores y compras en los mercados diarios y en tiempo real, el grado de ahorro de los clientes gracias a las reducciones del precio depende de la cantidad de energía que se compre en los mercados al contado.

4.2.1 Elasticidad de la demanda

La demanda de la mayoría de los productos básicos a medida que aumenta su precio, tal y como se aprecia en la figura 4.4. como esta curva es difícil si no imposible de cuantificar, los economistas suelen linealizar esta curva en torno a un punto determinado.

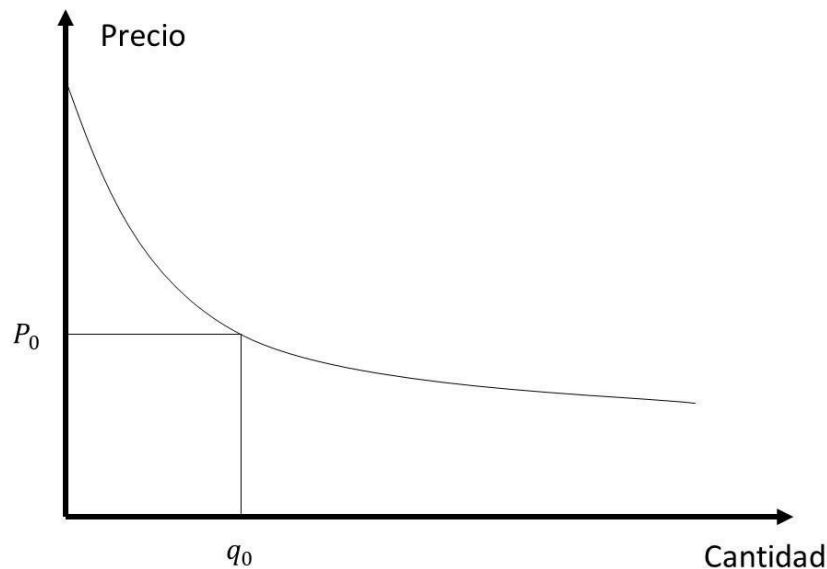


Figura 4.4 Curva típica de demanda

Se define el precio de la elasticidad de la demanda como la pendiente relativa de la curva de demanda:

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta q}{q_0}}{\frac{\Delta p}{p_0}} \tag{4.1}$$

Este coeficiente de elasticidad indica un cambio relativo en la demanda de un producto básico que resultaría de un cambio en el precio de dicho producto, se supondrá que todos los precios

y cantidades se han normalizado con respecto a un punto de equilibrio determinado (q_0, p_0) . La elasticidad puede expresarse entonces como:

$$\varepsilon = \frac{\Delta q}{\Delta p} \quad (4.2)$$

En algunos casos, un cambio en el precio de un producto afecta la demanda de otro. La “auto elasticidad” puede utilizarse para representar el primer efecto y una “elasticidad cruzada” positiva el segundo:

$$\begin{aligned} \Delta q^a &= \varepsilon_{aa} \Delta p^a; \varepsilon_{aa} \leq 0 \\ \Delta q^a &= \varepsilon_{ab} \Delta p^b; \varepsilon_{ab} \geq 0 \end{aligned} \quad (4.3)$$

Si los efectos recíprocos entre el precio y las cantidades de las dos mercancías son de interés se puede definir una matriz de elasticidad:

$$\begin{pmatrix} \frac{\Delta q^a}{\Delta p^a} \\ \frac{\Delta q^b}{\Delta p^b} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_{aa} & \varepsilon_{ab} \\ \varepsilon_{ba} & \varepsilon_{bb} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\Delta p^a}{\Delta p^a} \\ \frac{\Delta p^b}{\Delta p^b} \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

Como se mencionó anteriormente la reacción de los clientes a los cambios en el precio de la electricidad depende del marco temporal considerado. En este trabajo se centra en la respuesta a corto plazo, donde el corto plazo se define como el tiempo que transcurre como él entre la publicación de los precios para el siguiente intervalo de 24 horas y los periodos de demanda real. Con respecto a la demanda de electricidad, un coeficiente de auto elasticidad relaciona la demanda durante un periodo de media hora con el precio durante esa media hora.

Una reprogramación de la producción implica que el consumidor reduce su demanda de electricidad durante algunas medias horas y la aumenta durante otras. Los coeficientes de elasticidad cruzada relacionan la demanda en media hora con el precio durante otras medias horas. La variación de la demanda en media hora causada por la desviación de los precios publicados con respecto a los precios esperados por los consumidores viene dada por:

$$\Delta q_i = \sum_{j=1}^{48} \varepsilon_{ij} \Delta p_j \quad (4.5)$$

si se supone que la reorganización de la producción no se extiende del periodo de programación de 24 horas, estos coeficientes de elasticidad propia y cruzada pueden disponerse en una matriz de 48 por 48:

$$\Delta Q = E \Delta P \quad (4.6)$$

Los elementos diagonales de esta matriz representan las auto elasticidades y los elementos no diagonales corresponden a las elasticidades cruzadas. La columna de esta matriz indica cómo afecta a la demanda durante todos los periodos un cambio en el precio durante un solo periodo. Si los únicos elementos no nulos de esta columna están por encima de la diagonal, los consumidores reaccionan a un precio alto adelantando su consumo. sí están por debajo de la diagonal posponen su consumo hasta después del periodo de precios altos.

Si los consumidores tienen la capacidad de reprogramar su producción durante un periodo largo, los elementos no nulos están muy repartidos por la columna. En cambio, si su flexibilidad es limitada, los elementos no nulos se agruparán en torno a la diagonal.

Algunos clientes también pueden decidir que pueden reprogramar su consumo de electricidad, podrían aprovechar las horas de precios más bajos, que suelen ser las primeras horas de la mañana

Para mostrar la respuesta de la cantidad demandada de un producto o servicio con respecto a su cambio de precio. Se define el precio elástico de la demanda como el cambio en el uso del consumidor en respuesta al cambio de precio en la electricidad

$$\alpha_a = \left(\frac{dQ}{dP} \right) \left(\frac{P}{Q} \right) = \left(\frac{\Delta Q}{\Delta P} \right) \left(\frac{P}{Q} \right) \quad (4.7)$$

Donde P es el precio de la electricidad y Q es la cantidad de electricidad usada, y usualmente es usada para calcular la reducción de potencia y el precio nodal. En este trabajo no se realizará un cálculo de los precios nodales, pero se utilizará la ecuación 4.7 para calcular el

cambio en la potencia, considerando la elasticidad de $\alpha_d = 0.05$ presentada en [41].

4.2 Modelado de la DR en el DCOPF

El modelo matemático basado en DCOPF considerando DR - CPP está definido como:

$$\text{Min} \sum_{t=24}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_g} [C_i(P_{i,t})] + \sum_{t=1}^{N_t} CP_{ci} \quad (4.8)$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in \Omega_G} PG_g - \sum_{m \in \Omega_{LT}} Pf_{im} = \sum_{l \in \Omega_{LB}} PD_{cpp} \quad (4.9)$$

$$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max}; i \in \Omega_G \quad (4.10)$$

$$-Pf_{im}^{max} \leq Pf_{im} \leq PG_{im}^{max}; i \in \Omega_{LT} \quad (4.11)$$

En la ecuación (4.8) se presenta la función objetivo, Donde CP_{ci} representa el costo de la potencia reducida por el programa de respuesta a la demanda por periodo en el nodo i, en (4.9) se representa el balance para potencia activa. Donde $PD_{cpp} = [PD_t - P]$, es la potencia demanda del periodo t y P es la respuesta de los usuarios a reducir su consumo debido a α_d

4.3 Ejemplo DR 6 nodos RBTS

En este ejemplo se explicará el estudio de DR CPP. Del análisis de contingencia presentado previamente en el capítulo 3. Se obtuvo que, a la salida de las L1, L6 se tiene un CC = 44.88 MW para el periodo de demanda máxima. Se analizará en base a esta contingencia doble. Se considera el sistema de 6 nodos de RBTS. El periodo de demanda máxima es de 85 MW. Se toma una elasticidad de $\alpha_D = 0.05$ para todos los nodos del sistema.

Tabla 4.1 Resultados aplicados de la contingencia 5 del estado n-2 periodo 11

	N-0	L1-L6	DR
Costos operación (\$)	725	18449	14937
Precios (\$/MWh)	16.95	1011.5	1000
ENS (MW)	0	23	14.5

Ampliando el estudio a las 24 horas. Haciendo uso del sistema RBTS y resolviendo el DCOPF junto con DR, considerando un precio para la demanda reducida de \$0.06 por kWh presentada en el ISO de nueva Inglaterra (ISO-NE) [35], así como las limitaciones de uso de CPP que las compañías reciben, por lo cual se considerará en el estudio añadir la respuesta a la demanda en los 2 periodos de mayor demanda que son el periodo 11 y 12, así como, el CPP reduce el pico de demanda presentado períodos 11 y 12 que será sumada al costo total de operación.

En la tabla 4.3 se presentan los costos de operación por hora, donde se aprecia la reducción de costo en comparación con el caso base, presentando una reducción aún mayor que el caso SAEB en los períodos 11 y 12, apreciado también en la figura 4.5 donde se aprecia la aportación de los usuarios, el pico de demanda disminuye considerablemente.

Haciendo uso de la ecuación (4.7) se obtienen los datos de las demandas nodales en horas pico reportado en la tabla 4.2 que son usados en el DCOPF

Tabla 4.2 Datos de las demandas nodales en horas pico

Periodo 11				Periodo 12			
Nodo	Demanda (MW)	$\alpha_d = 0.05$	Nueva demanda (MW)	Nodo	Demanda (MW)	$\alpha_d = 0.05$	Nueva demanda (MW)
1	0	0	0	1	0	0	0
2	20	1	19	2	19.79832	0.9899	19.0101
3	85	4.5	81.5	3	84.14286	4.2071	80.7929
4	40	2	38	4	39.59664	1.9798	38.0202
5	20	1	19	5	19.79832	0.9899	19.0101
6	20	1	19	6	19.79832	0.9899	19.0101

Tabla 4.3 Costos de operación por hora caso base y caso DR

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Costo Base (\$)	56.7	55.8	54	52.19	53.09	58.5	64.8	340.92	556.91	643.22	665	643.2
Costo DR (\$)	56.7	55.8	54	52.19	53.09	58.5	64.8	340.92	556.91	643.22	557	536.31
Periodo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Costo Base (\$)	513.7	492.1	448.9	405.7	448.9	492.1	578.5	621.6	578.5	448.9	232.9	63
Costo DR (\$)	513.7	492.1	448.9	405.7	448.9	492.1	578.5	621.6	578.5	448.9	232.9	63

Obteniendo un costo operacional del sistema total de \$ 8,569 en el caso base en el caso DR se tiene un costo operacional de \$ 8,354.34 el ahorro en este caso al no presentarse ningún corte de carga ni congestión en las líneas de transmisión, la reducción en el costo de operación proviene de la reducción de la potencia aportada al sistema por la planta generadora 1, similar al caso SAEB, el caso DR también.

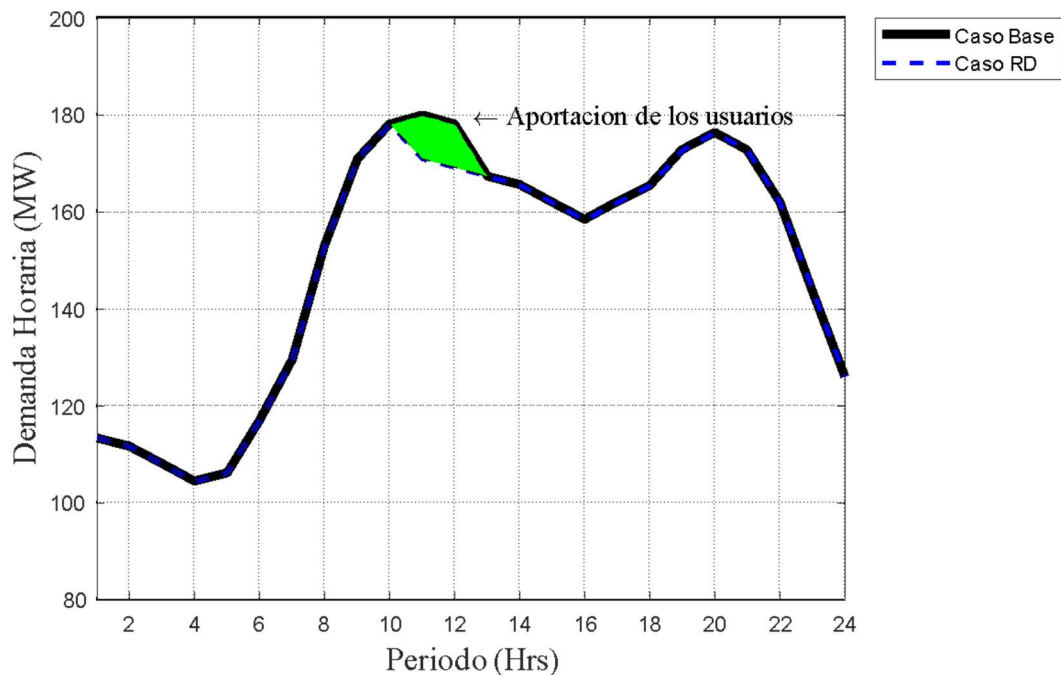


Figura 4.5 Aportación de los usuarios en el caso DR

Como se aprecia en la figura 4.6 en este caso la reducción de potencia de salida por parte de la planta generadora 1 en el pico del periodo 11 y 12, la planta generadora 2 se encuentra entregando la misma potencia que el caso base.

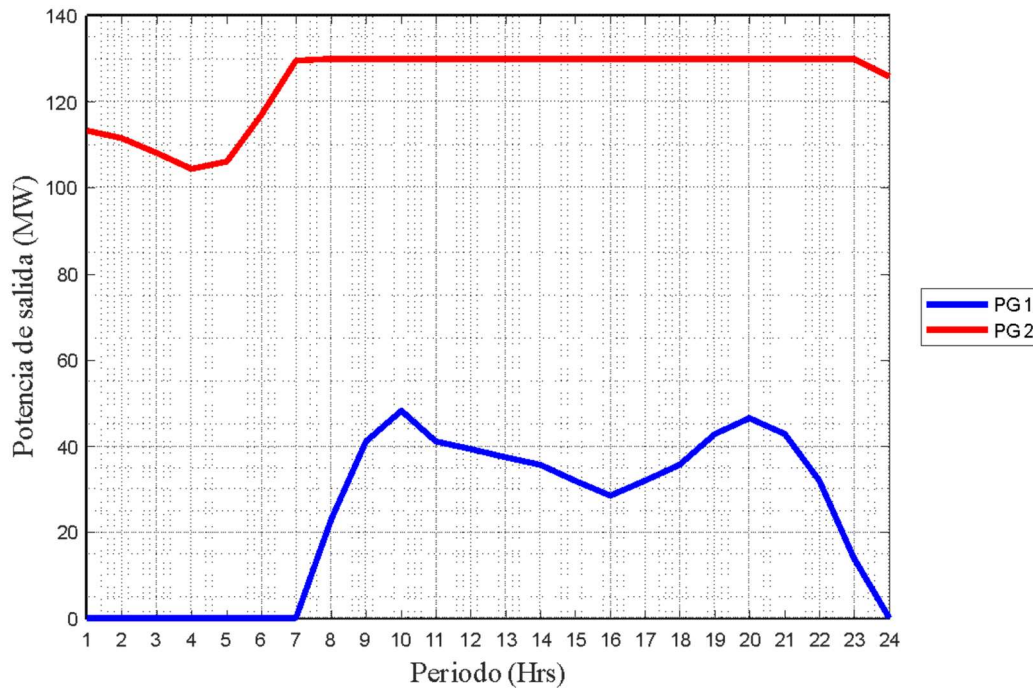


Figura 4.6 Potencias generadas por cada generador caso DR

4.4 Conclusiones del capítulo

La DR da al sistema la capacidad de modificar el patrón de demanda, obteniendo no solo un beneficio para el sistema, sino también para los usuarios, los cuales obtendrán una recompensa por su participación, viendo este caso como el OS (operador del sistema), se puede apreciar que la aportación de los usuarios al usar el DR logra reducir el patrón de demanda y la planta generadora más costosa reduce su aportación de potencia al sistema, que en general logra una reducción en el costo de operación la cual pudiera hacerse mayor con una participación, otra estrategia que depende del patrón de demanda sería aumentar a más periodos la clasificación de CPP como se muestra en [40], considerando 5 de 24 periodos como CPP, en el presente trabajo se consideran 2 periodos presentando una reducción en los costos de operación.

Capítulo 5

MODELO PROPUESTO

5.1.- Introducción

Los Flujos de Potencia Óptimos (OPF Optimal Power Flow, por sus siglas en inglés) unen el cálculo de un despacho económico con el cálculo de flujo de potencia para ser resueltos simultáneamente. El resultado es el despacho de generación que representa el costo total mínimo de generación de \$/Hora y que también resuelve el punto óptimo de operación para ese periodo de tiempo.

El análisis de suficiencia de un sistema de potencia implica la solución de la configuración de la red en determinadas condiciones de desconexión de los elementos de transmisión. Ya que el análisis normalmente implica muchos cálculos repetitivos para los diversos estados de contingencia del sistema, la eficiencia y la velocidad del proceso de evaluación depende considerablemente del algoritmo de flujo de carga utilizado en el análisis de la red. Dependiendo del conjunto prescrito de criterios de falla, que a su vez depende de la intención detrás de los estudios, cada uno produciendo un conjunto único de resultados, el problema del OPF consiste en minimizar (o maximizar) la función objetivo, sujeta a las restricciones de igualdad, las restricciones de desigualdad y los límites de las variables de estado y control. Se puede resolver el OPF para el costo mínimo de generación y requiere que el cálculo de la optimización también equilibre el flujo de potencia. El OPF es una cuestión matemática grande y difícil problema de programación. Casi todos los enfoques de programación matemática que se puede aplicar a este problema se han intentado y se ha tomado desarrolladores durante muchas décadas para desarrollar códigos de computadora que resolverán el OPF de forma confiable.

Para analizar la potencia activa para encontrar el equilibrio óptimo de la red, no es necesario utilizar el OPF en AC. Se puede utilizar el OPF en DC debido a que este no proporciona

ninguna estimación de los voltajes de nodo y los límites de potencia reactiva de las unidades generadoras. El DCOPF es usado para mejorar la velocidad de cálculo en la evaluación de los sistemas de potencia. Además de reconocer la indisponibilidad de generación y la falta de continuidad del suministro como restricciones del sistema, la técnica de solución DCOPF también proporciona información sobre las condiciones de sobrecarga de la línea y permite que esta información para convertirse en criterios de falla del sistema al estimar los índices de suficiencia.

5.2 Modelo propuesto

El modelo de DCOPF propuesto el cual considera la minimización de los costos de operación mas la el programa d DR así como el efecto de cada contingencia a través de la ENS, es representada como:

$$\text{Min} \sum_{t=24}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_g} [C_i(P_{i,t})] + \sum_{t=1}^{N_t} CP_{ci} + \sum_{i=1}^{N_B} VOLL_i(ENS_{i,t}) \quad (5.1)$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in \Omega_G} PG_g + \sum_{j \in \Omega_B} PB_j - \sum_{j \in \Omega_{NTL}} Pf_{im} = \sum_{l \in \Omega_{LB}} PD_{cpp} - \sum_{i \in \Omega_{NB}} ENS_{i,t} \quad (5.2)$$

$$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max}; i \in \Omega_G \quad (5.3)$$

$$-PR_j \leq PB_j \leq PR_j; j \in \Omega_B \quad (5.4)$$

$$E_{jt}^{Batt} = E_{j(t-1)}^{Batt} + n_{Ch}(P_{jt}^{ChBatt} + P_{jt}^{dsr}) - n_{DeCh}(P_{jt}^{DeBatt} + P_{jt}^{usr}) \quad (5.5)$$

$$0 \leq P_{jt}^{ChBatt} + P_{jt}^{dsr} \leq P_j^{ChBatt,max} I_{jt}^{ChBatt} \quad (5.6)$$

$$0 \leq P_{jt}^{DeBatt} + P_{jt}^{usr} \leq P_j^{DeBatt,max} I_{jt}^{DeBatt} \quad (5.7)$$

$$I_{jt}^{DeBatt} + I_{jt}^{ChBatt} \leq 1 \quad (5.8)$$

$$E_j^{Batt,min} \leq E_{jt}^{Batt} \leq E_j^{Batt,max} \quad (5.9)$$

$$-Pf_{im}^{max} \leq Pf_{im} \leq PG_{im}^{max}; m \in \Omega_{LT} \quad (5.10)$$

$$ENS_i \leq ENS_i^{max}; i \in \Omega_{NB} \quad (5.11)$$

Donde la función objetivo se calculará para cada uno de los estados de contingencia N-1 como para las contingencias de N-2, y se obtendrá el valor esperado de la sumatoria de las contingencias a evaluar en el sistema.

5.3 Ejemplo numérico y validación

El objetivo del modelo propuesto es evaluar la confiabilidad para los distintos casos de estudio, se consideran 24 periodos de 1 hora para lo cual es usado el RBTS de 6 nodos. En este ejemplo cuatro casos de estudio son presentados:

- Caso 1.- En este Caso Base se hace el análisis del sistema solo considerando las Contingencias en las líneas de transmisión.
- Caso 2: Para este caso es añadido al sistema de prueba un SAEB con la capacidad de entregar la mitad de la potencia durante 5 periodos.
- Caso 3: En el caso es considerado un 5% de reducción en la demanda mediante un programa CPP.
- Caso 4: Es considerado en este caso la inclusión de ambos DR+SAEB de las características ya descritas.

Para los 4 casos de estudios se consideran analizar contingencias hasta el orden de N-2, así mismo, se reportan los índices de ENS, EENS, LOLP como principales indicadores de la confiabilidad del sistema. Se consideran un VOLL de 1000 \$/MWh para encontrar el punto de equilibrio operativo. La tabla 5.1 presenta los principales datos de generación a ser utilizados en esta sección.

Tabla 5.1 Datos de los generadores

Planta generadora	nodo	PG ^{min} (MW)	PG ^{max} (MW)	C(P) (\$/MWh)
1	1	0	110	12
2	2	0	130	0.5

La tabla 5.2 presenta los datos de las líneas de transmisión del sistema RBTS, vale la pena resalta que en las columnas 7 y 8 se tienen datos estadísticos para calcular valores de indisponibilidad y disponibilidad de las contingencias.

Tabla 5.2 Datos de las líneas

Línea	De (nodo)	Al (nodo)	Capacidad (MW)	Disponibilidad (Ac)	Indisponibilidad (Uc)	Tasa de reparación μ	Tasa de falla λ
1	1	3	85	0.998287671	0.001712329	1.5	876
2	2	4	71	0.994292237	0.005707763	5	876
3	1	2	71	0.99543379	0.00456621	4	876
4	3	4	71	0.998858447	0.001141553	1	876
5	3	5	71	0.998858447	0.001141553	1	876
6	1	3	85	0.998287671	0.001712329	1.5	876
7	2	4	71	0.994292237	0.005707763	5	876
8	4	5	71	0.998858447	0.001141553	1	876
9	5	6	71	0.998858447	0.001141553	1	876

La figura 5.1 presenta el comportamiento del sistema RBTS para las 24 horas utilizado en este trabajo.

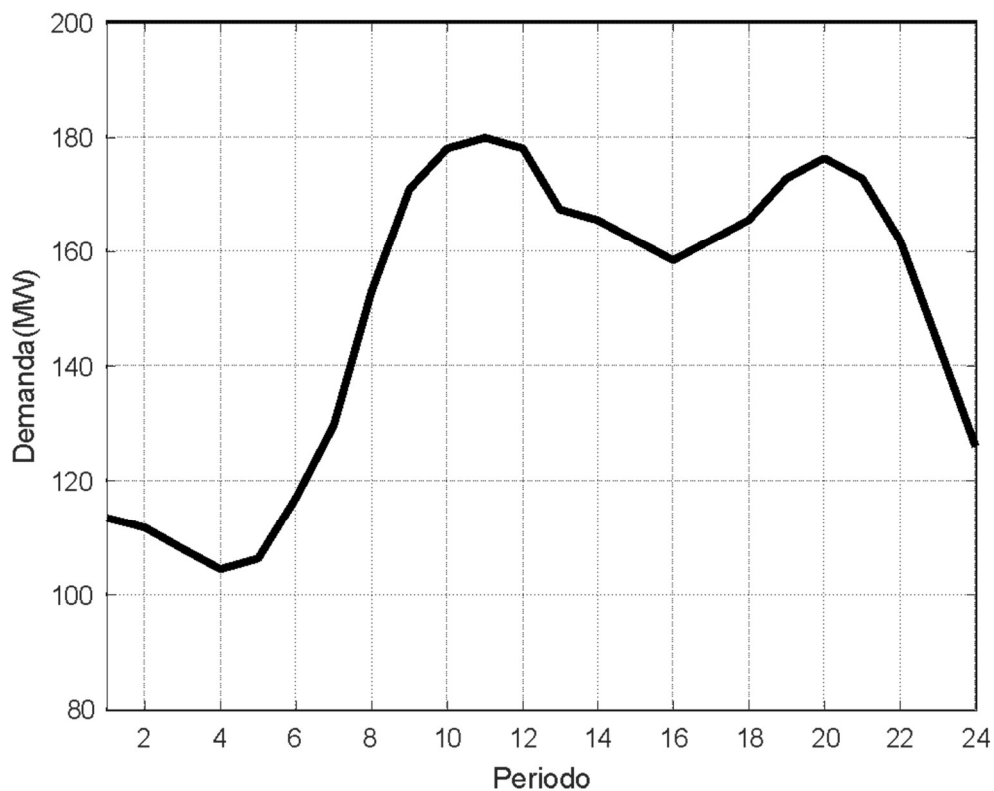


Figura 5.1 Demanda por 24 periodos del RBTS

5.3.1 Caso Base

En las tablas 5.3 y 5.4 es mostrada la ENS para las contingencias del estado N-1 y N-2, así como el costo operacional del sistema en la contingencia.

Se aprecia que en el estado N-1 las contingencias 1-8 no presentan ENS, aunque las líneas que se encuentran fuera de servicio son distintas y por ende los flujos en las líneas también son distintos, el costo operacional del sistema es similar debido a que se cumple el criterio N-1. Excepto en la contingencia 9 del mismo estado en el cual la línea 9 se encuentra fuera de servicio y el nodo 6 queda aislado, por lo cual la demanda de dicho nodo se convierte en ENS reportado en la tabla 5.3.

En este escenario se presenta un total de energía no suministrada de 398.3 MW a lo largo de los 24 periodos estudiados, por lo cual el costo de operación se ve elevado hasta \$403,366.03, presentándose en el periodo 11 la demanda más alta del sistema también es el periodo en el cual se presenta la mayor cantidad de energía no suministrada y en la figura 5.2 se aprecia la ENS por periodo y se muestra que en el periodo 11 la ENS llega a 20 MW

Tabla 5.3 Contingencias de los estados N-1 caso base para el periodo de demanda máxima.

Contingencia	Línea Fuera	P_j	ENS (MW)	Costo operacional (\$)
1	L1	0.0016716	0	8,569.30
2	L2	0.0055722	0	8,569.30
3	L3	0.0044578	0	8,569.30
4	L4	0.0011144	0	8,569.30
5	L5	0.0011144	0	8,569.30
6	L6	0.0016716	0	8,569.30
7	L7	0.0055722	0	8,569.30
8	L8	0.0011311	0	8,569.30
9	L9	0.0011144	398.38	403,366.03

La figura 5.2 presenta el comportamiento de la ENS durante las 24 horas para el elemento L9. Se observa que L9 conecta los nodos 5 y 6, se aprecia que el nodo 6 al ser radial cuando este elemento esté en contingencia queda aislado y siempre tendrá ENS y esta varía de acuerdo al comportamiento de la demanda en el nodo 6. En el periodo 11 de la contingencia 9 mostrada en la figura 5.2 se presenta la mayor demanda a lo largo de los 24 periodos, en el cual también la ENS llega a 20 MW.

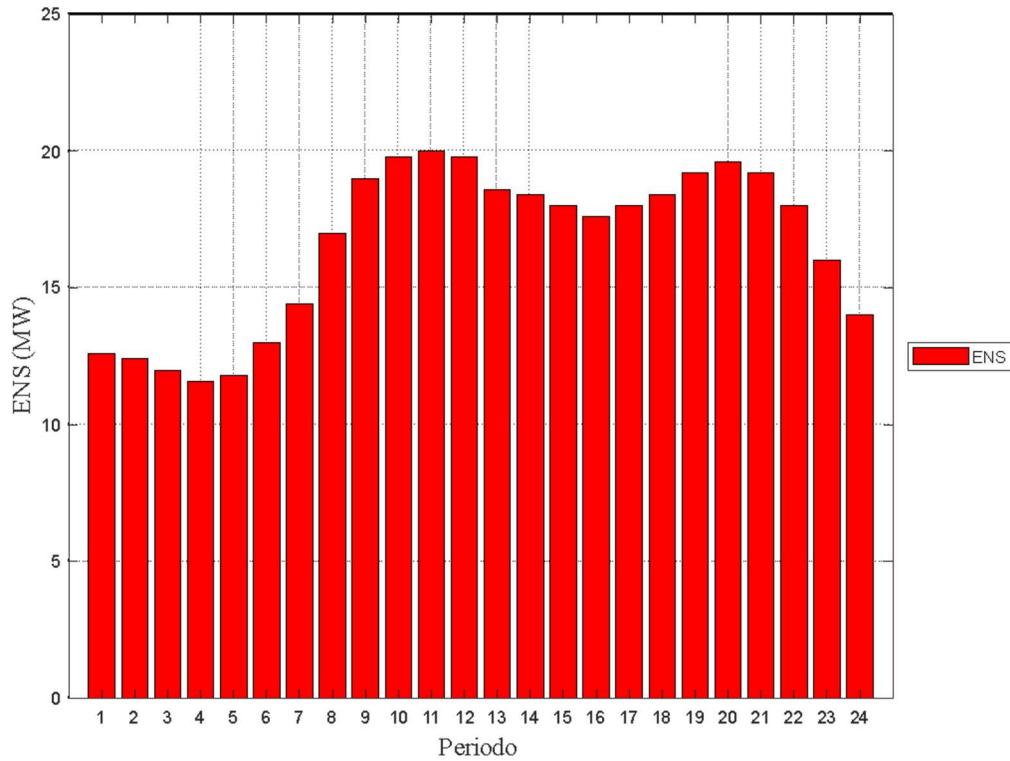


Figura 5.2 ENS en la contingencia 9 del estado N-1 caso base.

En la tabla 5.4 se presentan algunas de las contingencias más representativas del estado N-2

Tabla 5.4 Contingencias representativas del estado n-2 caso base.

Contingencia	Líneas Fuera	p_j	ENS (MW)
1	L1-L2	0.00000954	57.775
5	L1-L6	0.00000286	121.896
6	L1-L7	0.00000954	57.775
12	L2-L6	0.00000954	57.775
35	L5-L8	0.00000127	796.767
41	L6-L7	0.00000954	57.775
44	L7-L2	0.00003181	0
54	L8-L5	0.00000127	796.767
57	L9-L1	0.00000191	398.384

En el estado N-2 la contingencia 54 presenta la mayor cantidad de energía no suministrada con 796.767 MW lo que con lleva al mayor costo de operación, las potencias generadas durante la contingencia la potencia generada por la planta generadora 1 es casi nula, y debido

a que las líneas 5 y 8 se encuentran fuera de servicio el nodo 5 y 6 se encuentran aislados del sistema y la planta generadora se encarga de suministrar energía al resto del sistema, a pesar del alto costo de operación del sistema y la ENS.

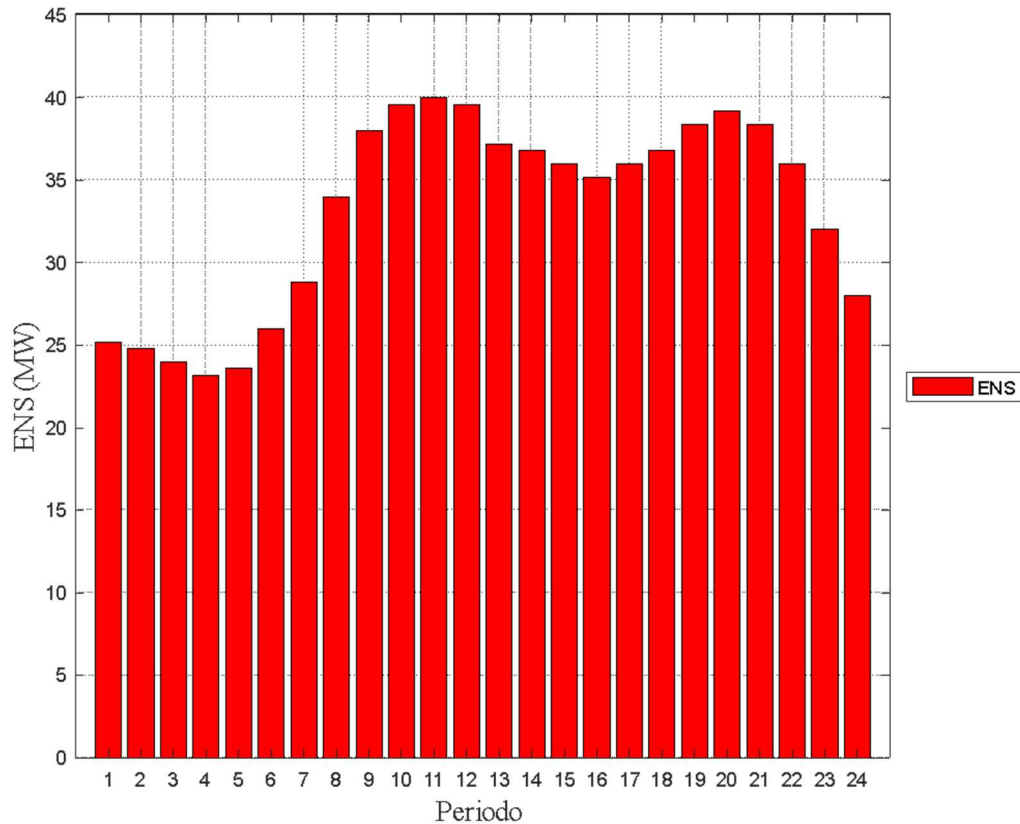


Figura 5.3 ENS en la contingencia 54 del estado n-2 caso base

En el caso Base se presenta un LOLP que se reporta en la figura 5.4 que tiene su pico máximo en el periodo 11 siendo el pico de mayor demanda, en la figura 5.5 es reportada EENS siendo presentada N-1 en color azul y N-2 en color rojo siendo este último más elevado debido a la cantidad de ENS presentada en dicho estado.

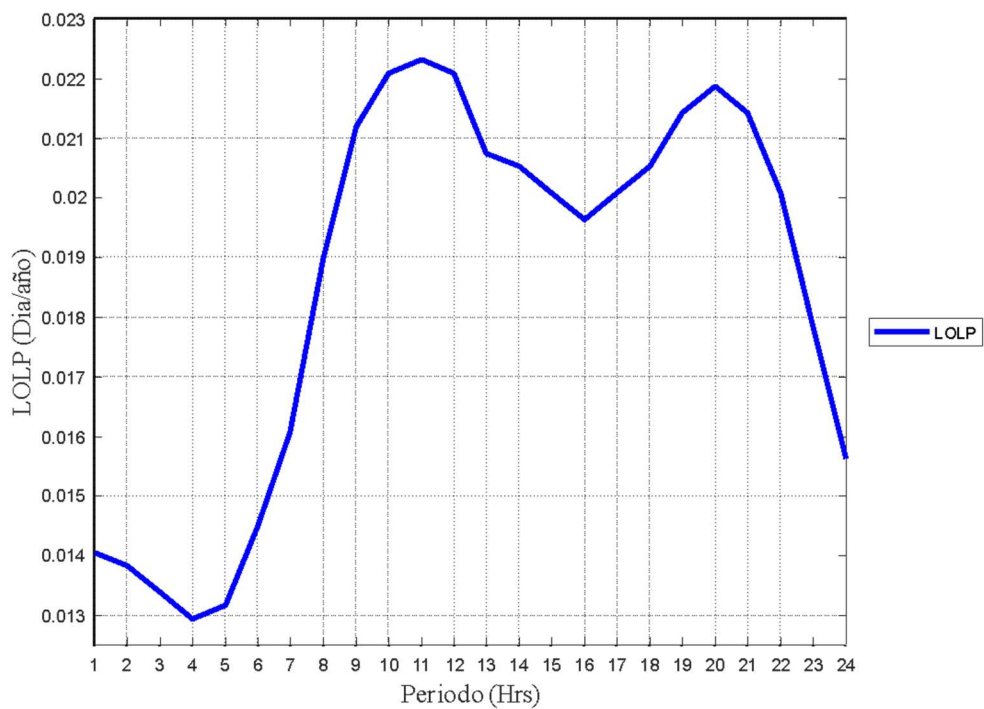


Figura 5.4 LOLP presentada en el caso Base

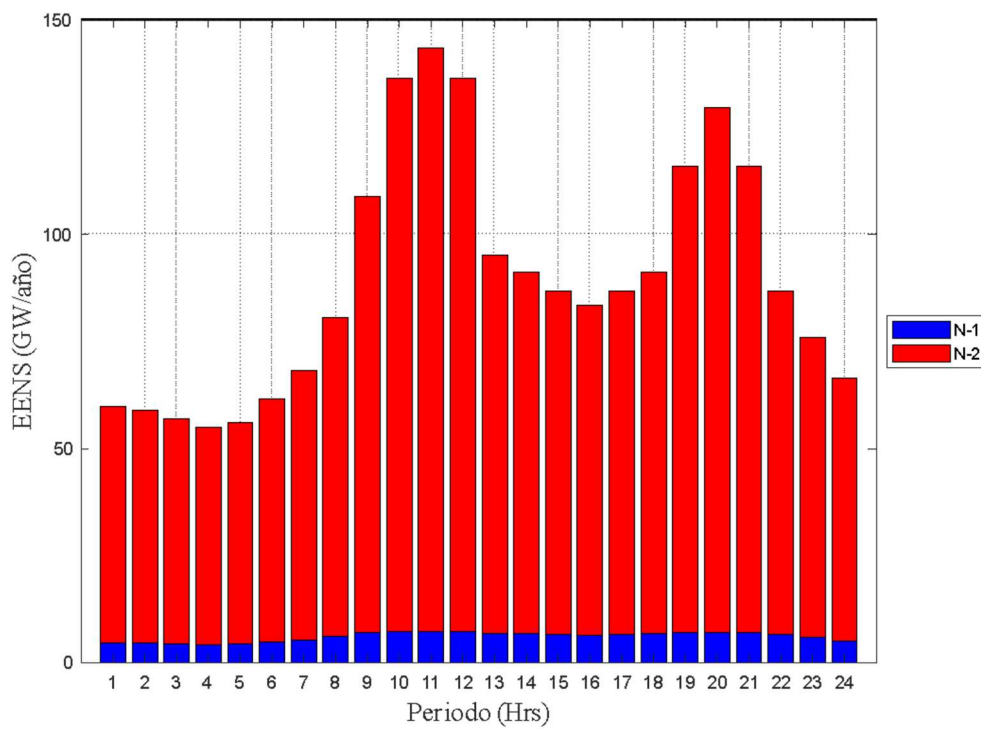


Figura 5.5 EENS presentada en el caso Base

5.3.2. Caso SAEB

En el Caso SAEB es incluido al sistema haciendo las consideraciones descritas en el capítulo 3, la figura 5.5 presenta el estado de carga durante los 24 periodos en donde se aprecia la carga del SAEB durante los periodos 1-5, este porcentaje de carga en el SAEB se mantiene hasta el periodo 10 donde empieza a descargar la energía almacenada hasta el periodo 12, hasta el periodo 18 donde se continúa la descarga hasta el periodo 20 y el porcentaje de carga se mantiene hasta el periodo 24.

En el estado N-1 las contingencias del 1-8 presentan una reducción en el costo operacional con respecto del caso 1, con el costo de \$7994.25 donde al igual que en el caso base la ENS continúa siendo 0, el caso interesante se encuentra en la contingencia 9.

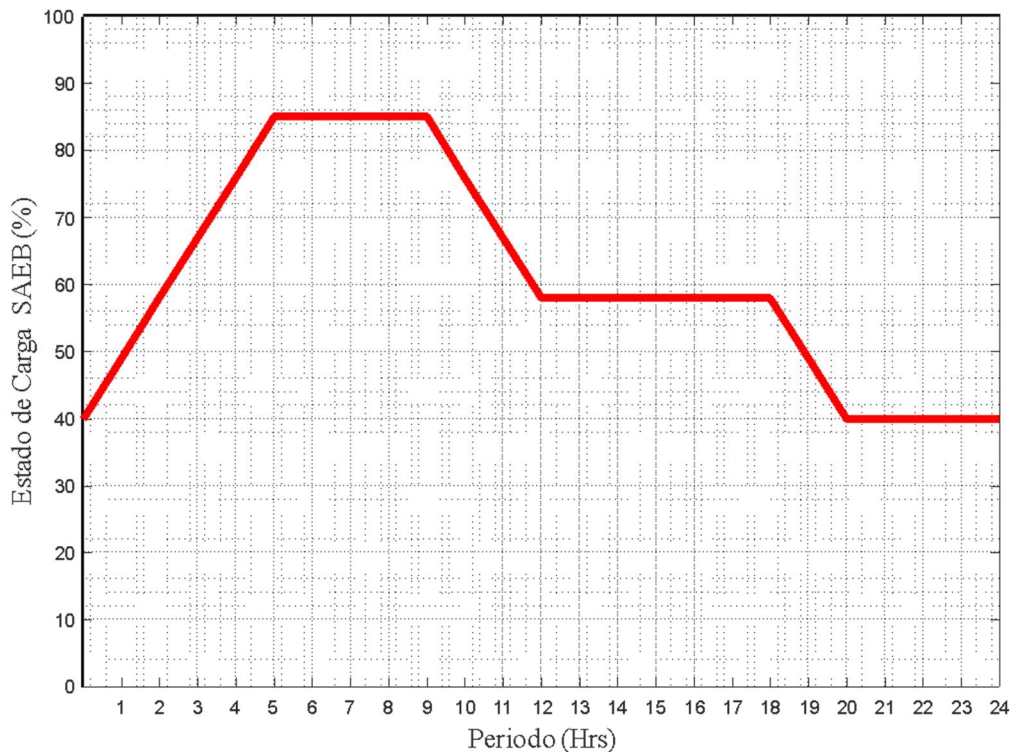


Figura 5.6 Estado de carga del SAEB durante los 24 periodos.

Las potencias generadas en la contingencia son reportadas en la figura 5.7 donde la potencia entregada por el SAEB reduce la ENS resultante al descargar la energía almacenada en los periodos 10-13 y 19-20, lo que resulta en una ENS para los 24 periodos de 348.38 MW, reportado en la tabla 6, la contingencia 9 del estado n-1 es la que tiene el costo de operación más alto con un costo de \$ 353391.03.

Tabla 5.5 Contingencias de los estados N-1 caso SAEB

Contingencia	Líneas Fuera	ENS (MW)	Costo operacional (\$)
1	L1	0	7994.254601
2	L2	0	7994.254601
3	L3	0	7994.254601
4	L4	0	7994.254601
5	L5	0	7994.254601
6	L6	0	7994.254601
7	L7	0	7994.254601
8	L8	0	7994.254601
9	L9	348.38365	353391.0366

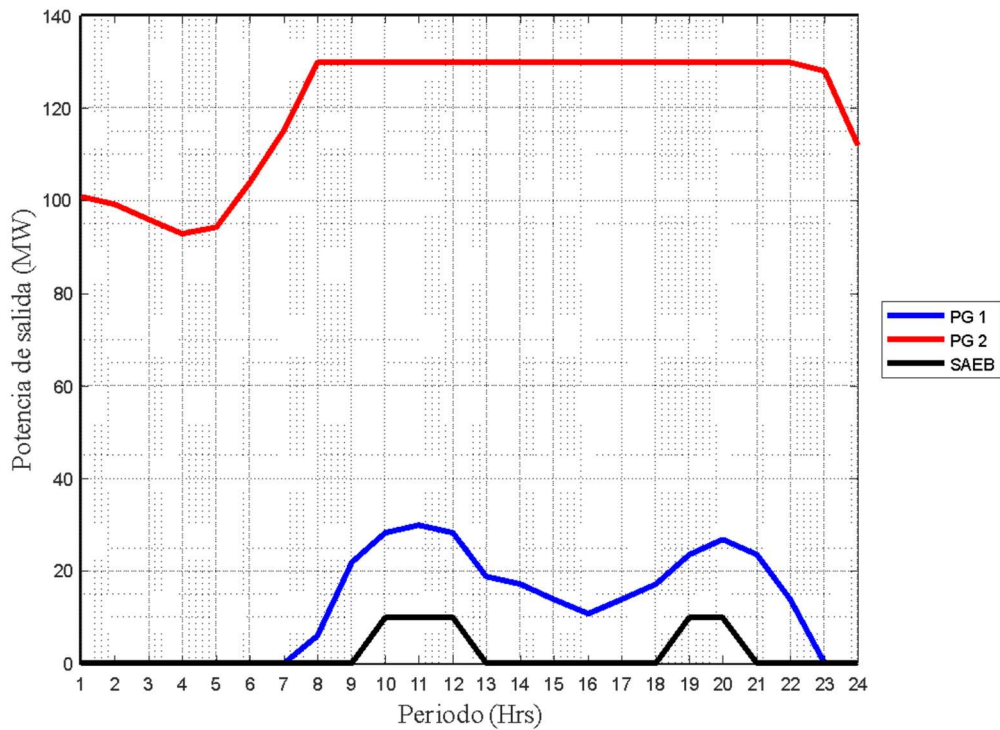


Figura 5.7 Potencias generadas en la contingencia 9 del estado n-1 del caso SAEB.

En el estado n-1 el SAEB reduce la potencia entregada por la planta generadora 1, en todas las contingencias lo cual reduce el costo de operación del sistema.

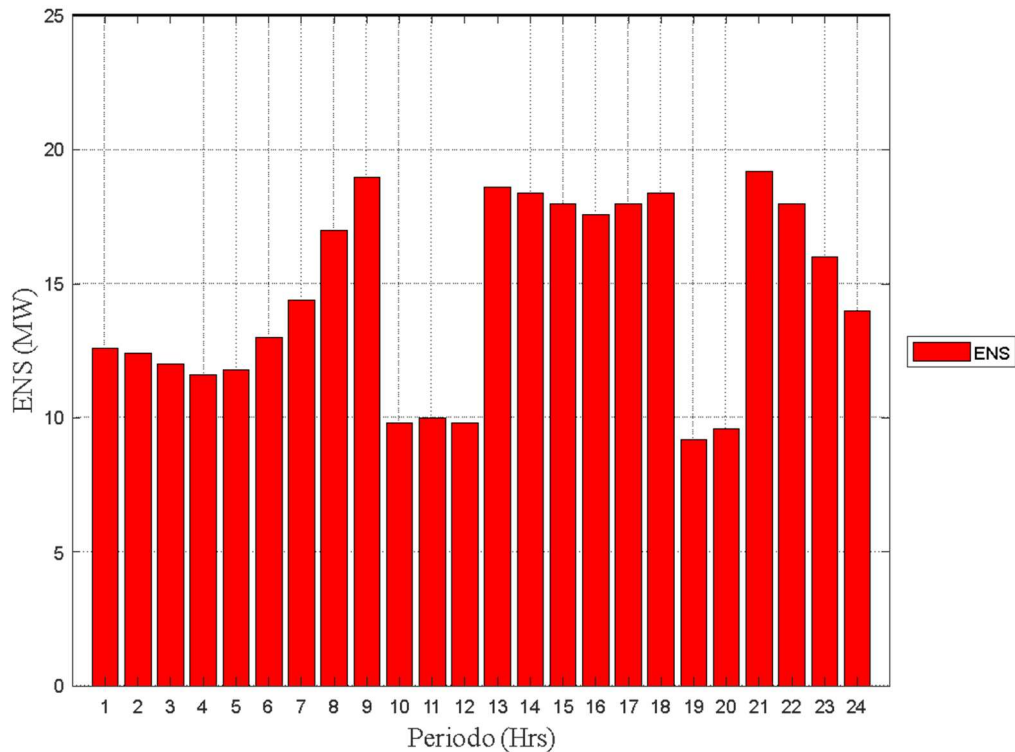


Figura 5.8 ENS de la contingencia 9 del estado n-1 del caso SAEB.

en la figura 5.7 se aprecia la salida de potencia donde el SAEB que da paso a la ENS reportada en la figura 5.8 donde se aprecia la disminución en los periodos 10-12 y 19-20, En la tabla 5.6 se presentan las contingencias más representativas del estado N-2, donde la contingencia 54 presenta el caso más severo y con la adición del SAEB su probabilidad de pérdida de carga se ve reducida a comparación del caso base, en general se ve una reducción en los costos de operación del sistema, sin embargo en los casos donde la ENS es mayor en el costo operacional al evitar el Costo de la Pérdida de Carga (VOLL, Value Of Lost Load, por sus siglas en ingles), así como la EENS mostrada en la columna 4 de la tabla 7 se ve reducida de gran manera al añadir el SAEB.

Tabla 5.6 contingencias representativas del estado n-2 caso SAEB

Contingencia	Líneas fuera	ENS (MW)	Costo operacional (\$)
1	L1-L2	14.368	22,189.96
5	L1-L6	71.896	79,027.81
6	L1-L7	14.368	22,189.96
12	L2-L6	14.368	22,189.96
41	L6-L7	14.368	22,189.96
44	L7-L2	0.000	18,273.02
54	L8-L5	746.767	748,719.54
57	L9-L1	348.384	353,391.04

En la figura 5.9 se puede apreciar la ENS presentada en la contingencia 54 con un total de 746.767 MW para todos los 24 periodos, se aprecia la reducción de ENS en los periodos de descarga del SAEB, teniendo en cuenta que el indicador de EENS es anualizado una reducción en el ENS se refleja de mayor manera en este.

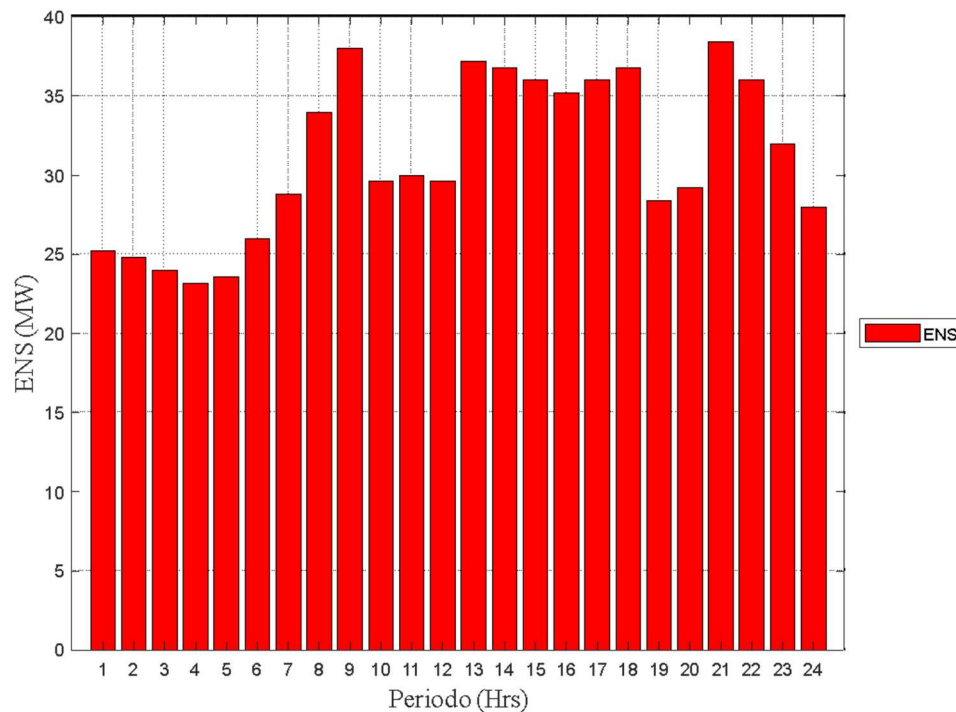


Figura 5.9 ENS de la contingencia 54 del estado n-2 del caso SAEB.

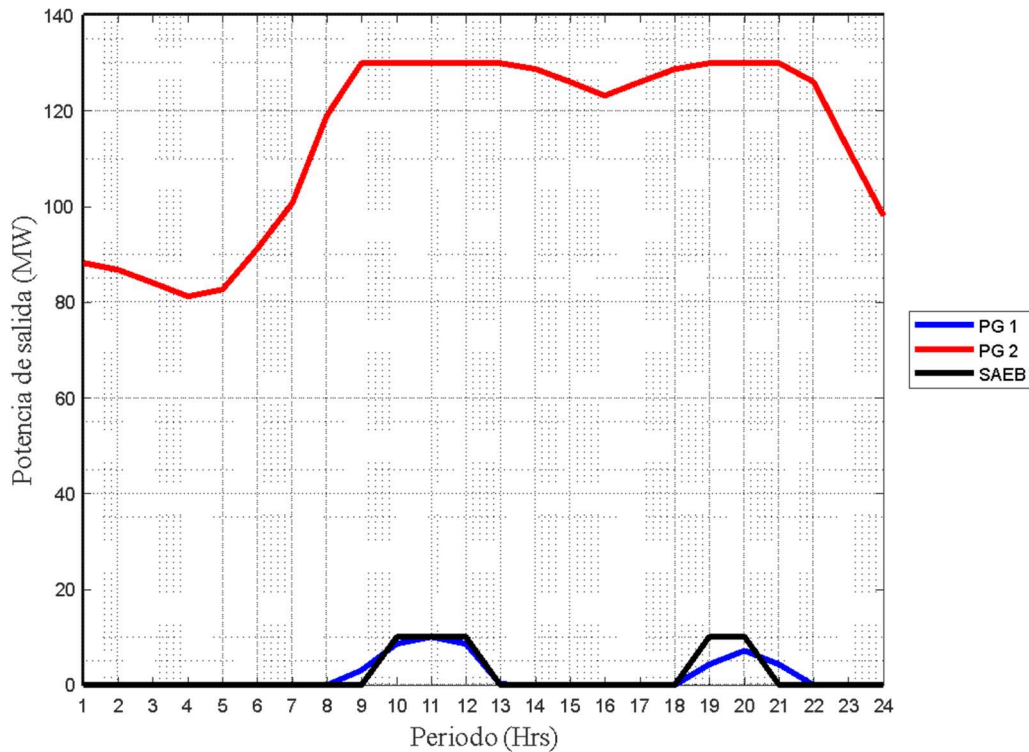


Figura 5.10 Potencias generadas en la contingencia 54 del estado n-2 del caso SAEB

En la figura 5.10 se presentan las potencias generadas en la contingencia 54 y podemos observar que la planta generadora 1 aporta poca potencia al sistema, comparando con la figura 5.6 que el SAEB reduce el despacho de la planta generadora 1.

En la figura 5.11 se muestra el índice LOLP del caso SAEB, en el cual se aprecia una reducción en los periodos debido a que el SAEB se encuentra realizando la descarga de la potencia almacenada, en el periodo 11 se obtiene un LOLP de 0.011 donde en comparación con el LOLP presentado para el mismo periodo del caso Base donde se tenía un valor de 0.0225 se logra una reducción de 0.0115, así como en el periodo 19 se encuentra el punto más Bajo de los 24 periodos llegando a 0.0105.

En la figura 5.12 se presenta la EENS del caso SAEB donde el periodo 11 llega a 68 GW/año donde al compararlo con el EENS reportado para el caso base se tienen 145 GW/año con lo cual se tiene una reducción en este periodo de 77 GW/año.

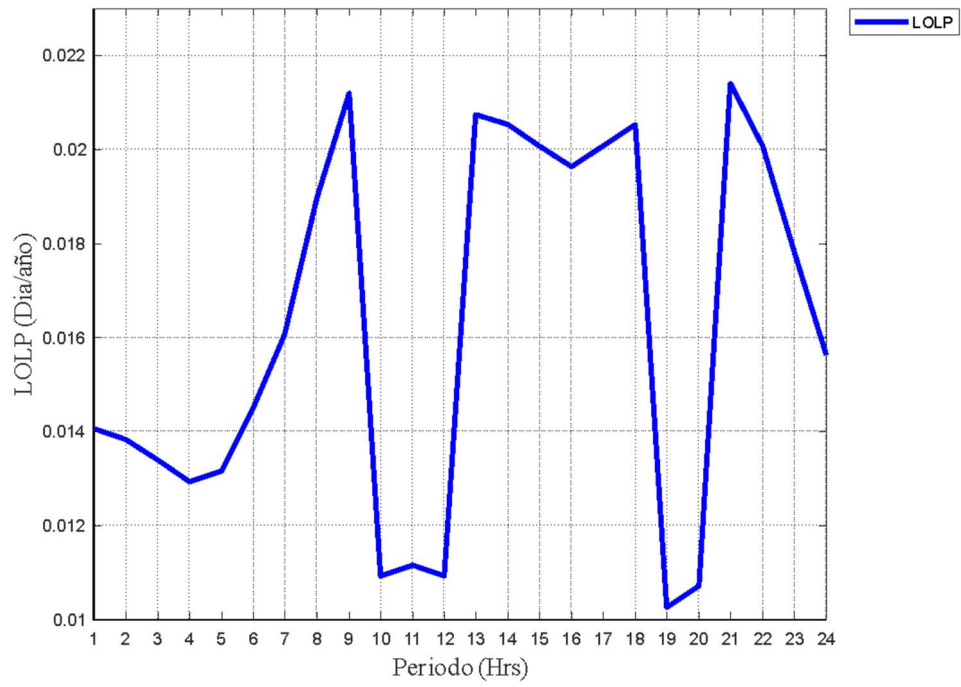


Figura 5.11 LOLP presentada en el caso SAEB

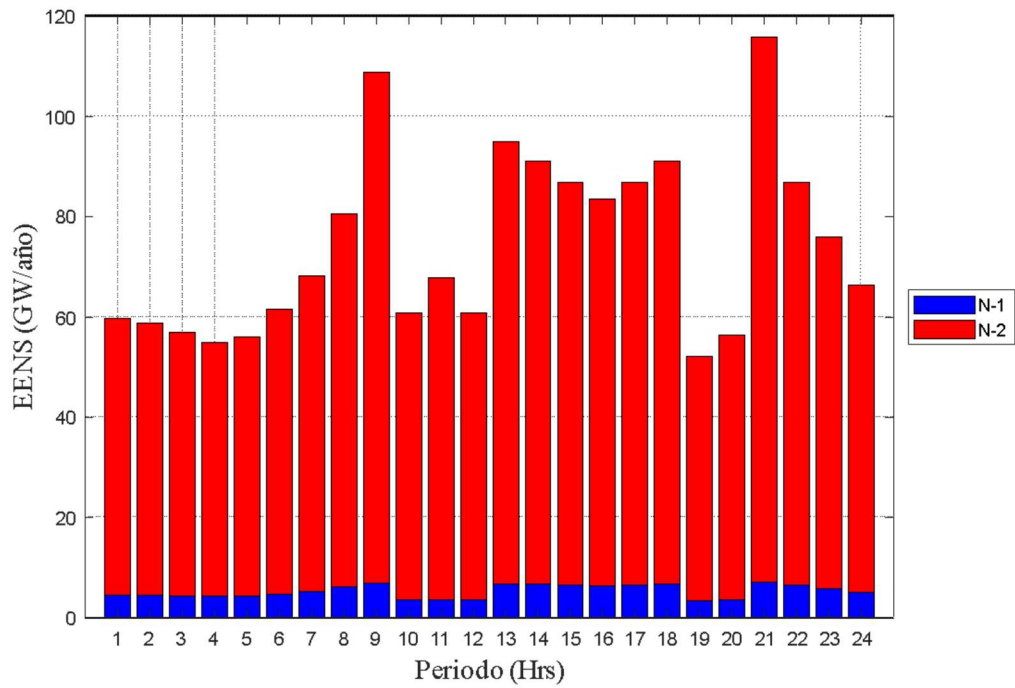


Figura 5.12 EENS presentada en el caso SAEB

5.2.3. Caso DR

En el caso DR el programa CPP, podemos observar que para el estado N-1 se reporta en la tabla 5.7 la ENS, LOLP, la EENS, así como el costo operacional de las contingencias, en la tabla 5.8 son reportados los mismos indicadores para el estado N-2. En el estado N-1 reportado presenta un comportamiento similar a lo reportado en los casos anteriores en las contingencias 1-8, presentando una reducción en el costo operacional comparándolo con el caso base.

El escenario presentado por la contingencia 9 es más interesante siendo apreciado en las figuras 5.9 y 5.10 la ENS de la contingencia y las potencias generadas por las plantas generadoras en dicha contingencia.

Tabla 5.7 Contingencias del estado N-1 caso DR

Contingencia	Líneas Fuera	ENS (MW)	EENS (MW/Año)	LOLP	Costo operacional (\$)
1	L1	0	0	0	8,354.34
2	L2	0	0	0	8,354.34
3	L3	0	0	0	8,354.34
4	L4	0	0	0	8,354.34
5	L5	0	0	0	8,354.34
6	L6	0	0	0	8,354.34
7	L7	0	0	0	8,354.34
8	L8	0	0	0	8,354.34
9	L9	396.394	144683.7152	0.442	401,185.09

Se presenta la reducción de la demanda en los períodos 11 y 12 correspondiente al programa de DR, que presenta una ENS para la contingencia 9 de 396.39 MW y tiene un costo de operación de \$401,185.09, que se presenta debido a la reducción de la generación de la planta generadora 1 apreciable en la figura 5.14 y una menor ENS en los períodos 11 y 12 mostrado en la figura 5.13.

En comparación con el caso SAEB se muestra una menor reducción en la ENS, así como el LOLP aumenta para el Caso DR.

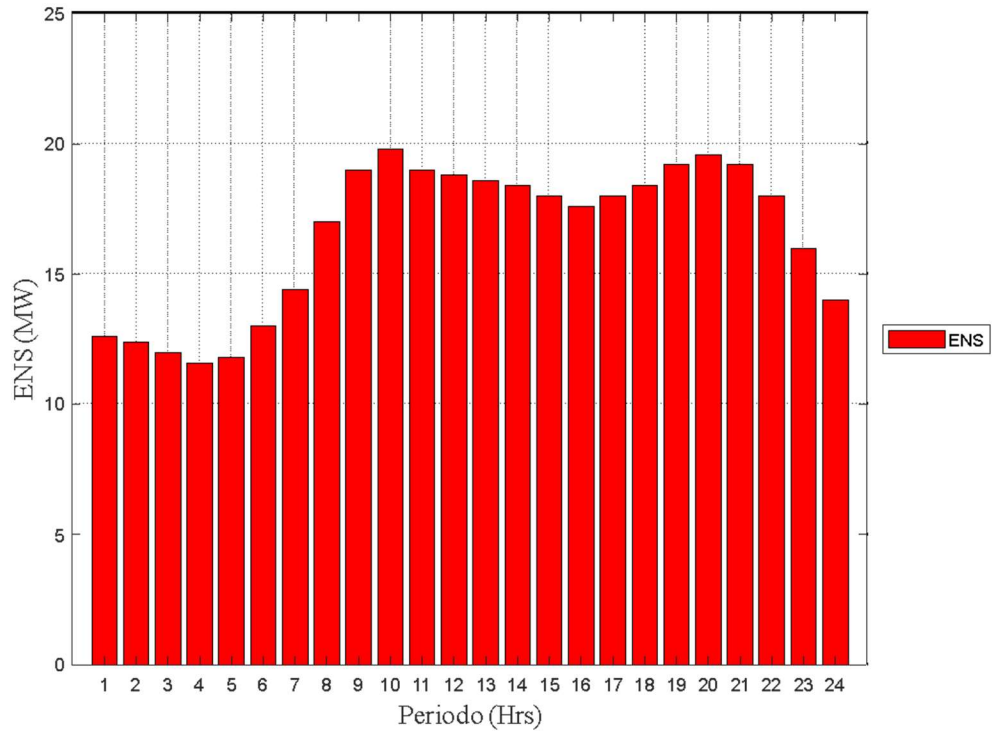


Figura 5.13 ENS en la contingencia 9 del estado n-1 del caso DR

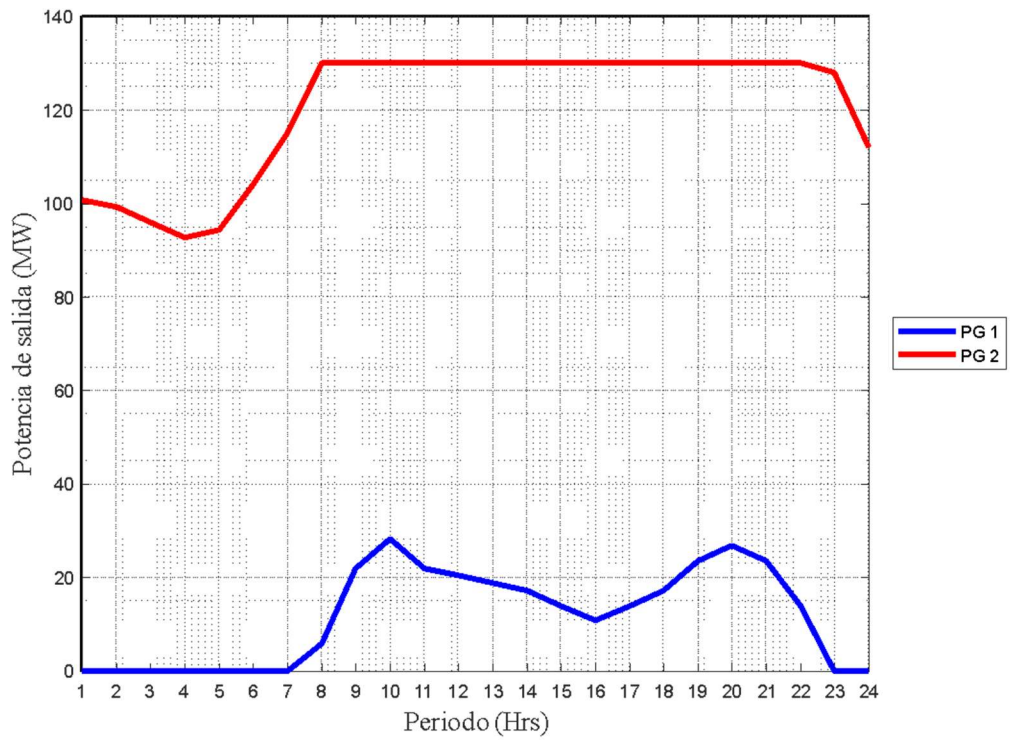


Figura 5.14 Potencias generadas en la contingencia 9 del estado n-1 del caso DR

Tabla 5.8 Contingencias representativas del estado N-2 caso DR

Contingencia	Líneas Fuera	ENS (MW)	EENS (MW/Año)	LOLP	Costo operacional (\$)
1	L1-L2	35.12	12818.74	0.00034	42,837.82
5	L1-L6	90.06	32871.04	0.00086	97,116.40
12	L2-L6	35.12	12818.74	0.00034	42,837.82
36	L6-L1	90.06	32871.04	0.00086	97,116.40
41	L6-L7	35.12	12818.74	0.00034	42,837.82
44	L7-L2	0.00	0.00	0.00000	790,507.18
54	L8-L5	788.81	287914.79	0.00753	790,507.18
57	L9-L1	394.40	143957.40	0.00376	399,004.14

Para las contingencias del estado N-2 del caso DR se presentan una reducción tanto en la ENS como en el costo operacional, debido a la carga cedida por el programa de DR, en la contingencia 54 la más severa del sistema considerando la ENS presentada.

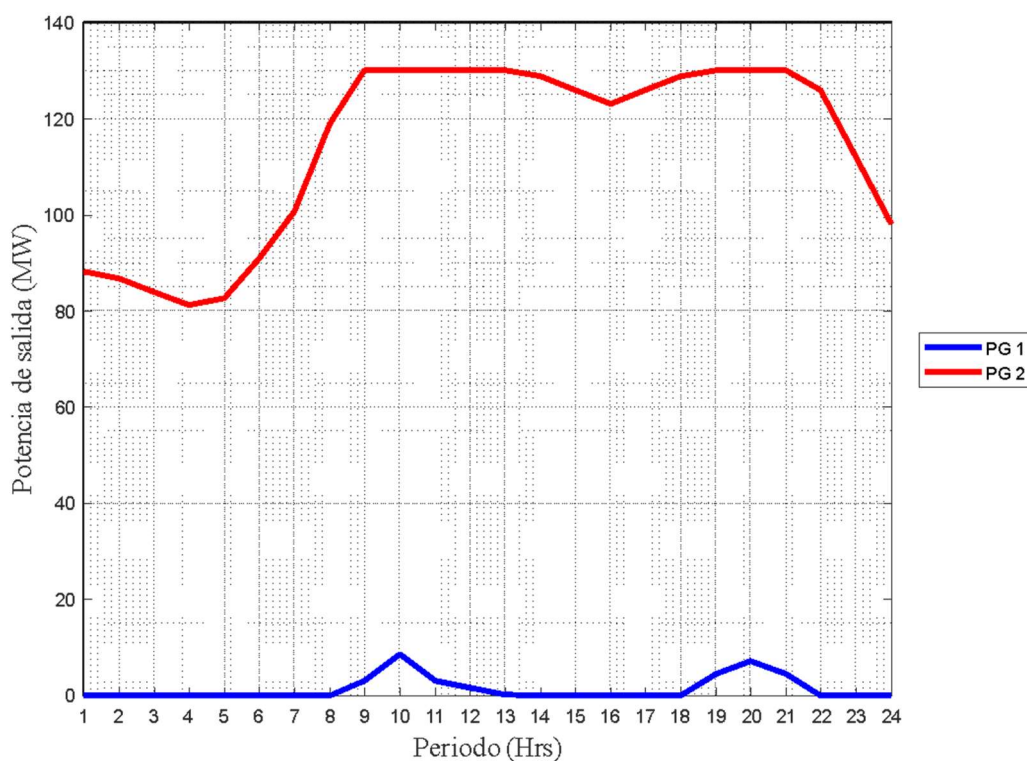


Figura 5.15 Potencias generadas en la contingencia 54 del estado N-2 del caso DR.

las potencias generadas en dicha contingencia son presentadas en la figura 5.15 donde en los periodos 11 y 12 se observa una disminución de la potencia aportada por la planta generadora 1 siendo casi nula en este escenario, debido a que los nodos 5 y 6 resultan aislados la demanda de estos pasa a ser ENS presentada en la figura 5.16 donde también se aprecia una reducción en los periodos 11 y 12 llegando a poco más de los 36 MW, debido a la DR se tiene una reducción en el costo de operación del sistema, reportado en la tabla 5.8 proveniente de lo mencionado anteriormente, así como una reducción en el LOLP en comparación del caso base.

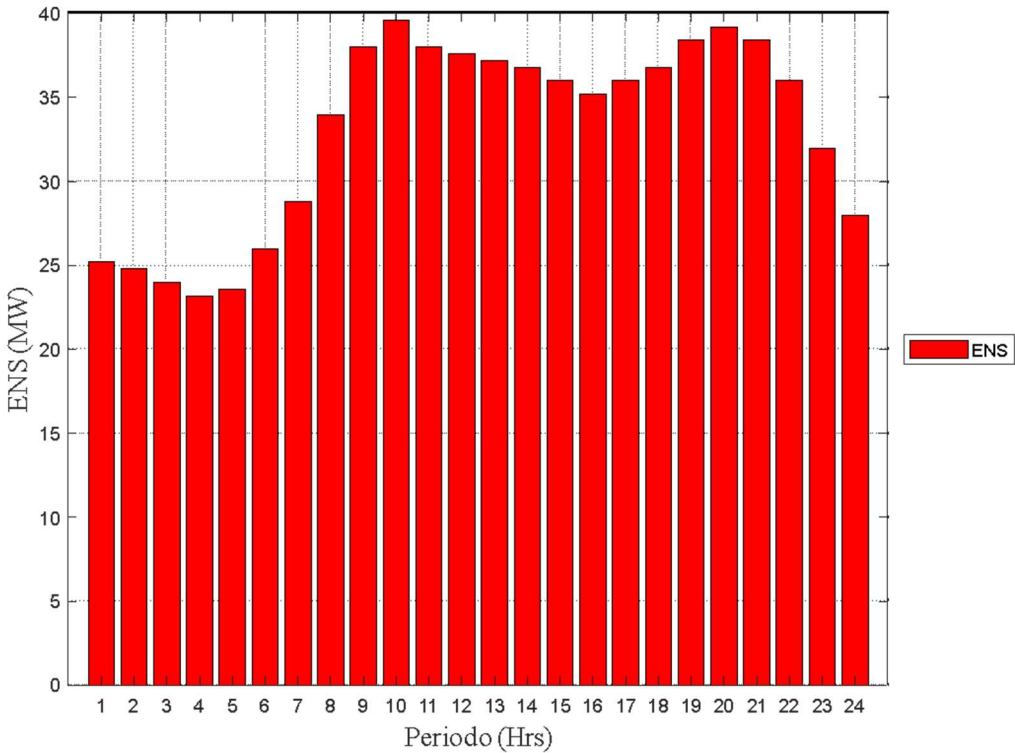


Figura 5.16 ENS en la contingencia 54 del estado n-2 del caso DR.

En el escenario de la contingencia 1 del estado N-2 se presenta una congestión en las líneas de transmisión lo que lleva a una ENS, en los periodos 11 y 12 se elimina la congestión, con lo cual la ENS se vuelve 0 en esos periodos para un total de 35.11 MW en los 24 periodos, así como también reducir la aportación de potencia por la planta generadora 1, obteniendo un costo operacional de \$42,837.82 comparando con el costo operacional de la misma contingencia del caso Base igual a \$65,650.964, teniendo una reducción de costo del 35%.

En la contingencia 44 del estado N-2 se presenta un costo operacional de \$18,464.00 y la reducción en este se justifica en una menor aportación de potencia de la planta generadora 1, sin presentarse ENS en la contingencia.

Las contingencias 57-64 presentan un mismo comportamiento como se ha presentado a lo largo de los casos anteriores, teniendo la misma ENS, así como el costo operacional que la contingencia 9 del estado N-1.

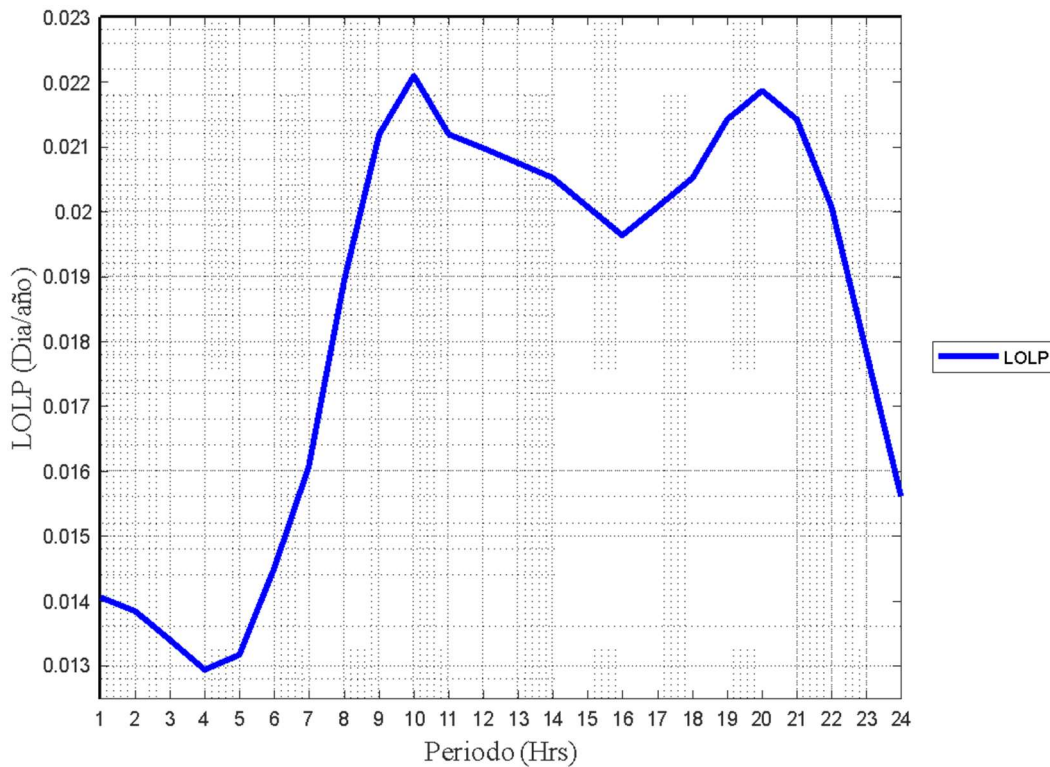


Figura 5.17 LOLP presentada en el caso DR

En la figura 5.17 es mostrada el LOLP presentado en el caso DR donde en el periodo 11 alcanza un valor de 0.0212 y al compararlo con la figura 5.4 se aprecia una reducción de 0.0013. en la figura 5.18 se presenta la EENS del caso DR donde en el periodo de mayor demanda llega hasta 109 GW/año que al compararlo con el mismo periodo de la figura 5.5 se aprecia una reducción considerable de 39GW/año, al comparar ambos índices con los resultados del caso SAEB presentados en la figura 5.11 y 5.12 se aprecia una que el caso SAEB presenta una mayor reducción en el caso del índice LOLP, en el caso del EENS, aunque sigue siendo menor la reducción la diferencia es menor.

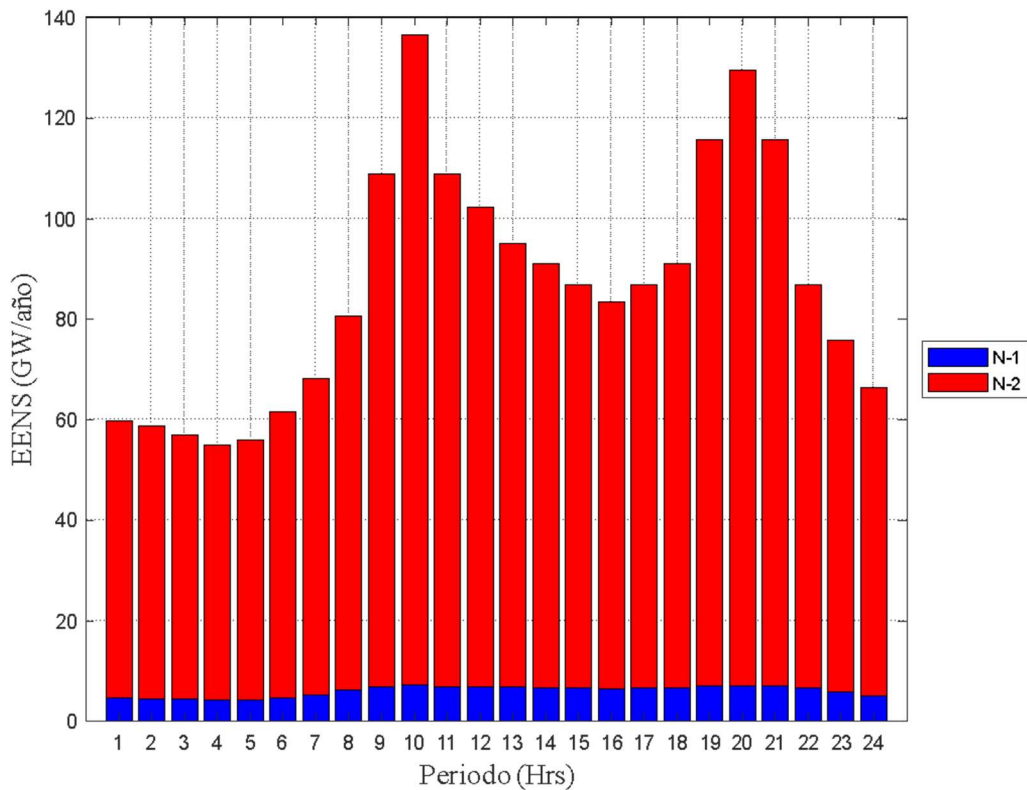


Figura 5.18 EENS presentada en el caso DR

5.2.4. Caso SAEB y DR

En este caso se incluyen el SAEB y el DR CPP, en el cual se presentará el análisis de contingencias para los estados N-1 y N-2 en las tablas 5.9 y 5.10 respectivamente donde se reportan los índices de ENS, EENS, LOLP y el costo de operación.

Tabla 5.9 Contingencias del estado n-1 caso DR y SAEB

Contingencia	Líneas Fuera	ENS (MW)	EENS (MW/Año)	LOLP	Costo operacional (\$)
1	L1	0	0	0	8,139.43
2	L2	0	0	0	8,139.43
3	L3	0	0	0	8,139.43
4	L4	0	0	0	8,139.43
5	L5	0	0	0	8,139.43
6	L6	0	0	0	8,139.43
7	L7	0	0	0	8,139.43
8	L8	0	0	0	8,139.43
9	L9	344.404	125707.3959	0.384	349,029.14

En el escenario presentado en la tabla 5.9 por las contingencias 1-8 del estado N-1 no se presenta ENS y el costo operacional es más bajo comparándolo con los casos anteriores. En la contingencia 9 se presenta el escenario más interesante del estado N-1 cuyas potencias generadas por las plantas generadoras y el SAEB son reportadas en la figura 5.19 en donde se distinguir la descarga del SAEB en el periodo 11, 12 y 13 inicialmente, después en los periodos 19 y 20 reduciendo la potencia aportada al sistema por la planta generadora 1.

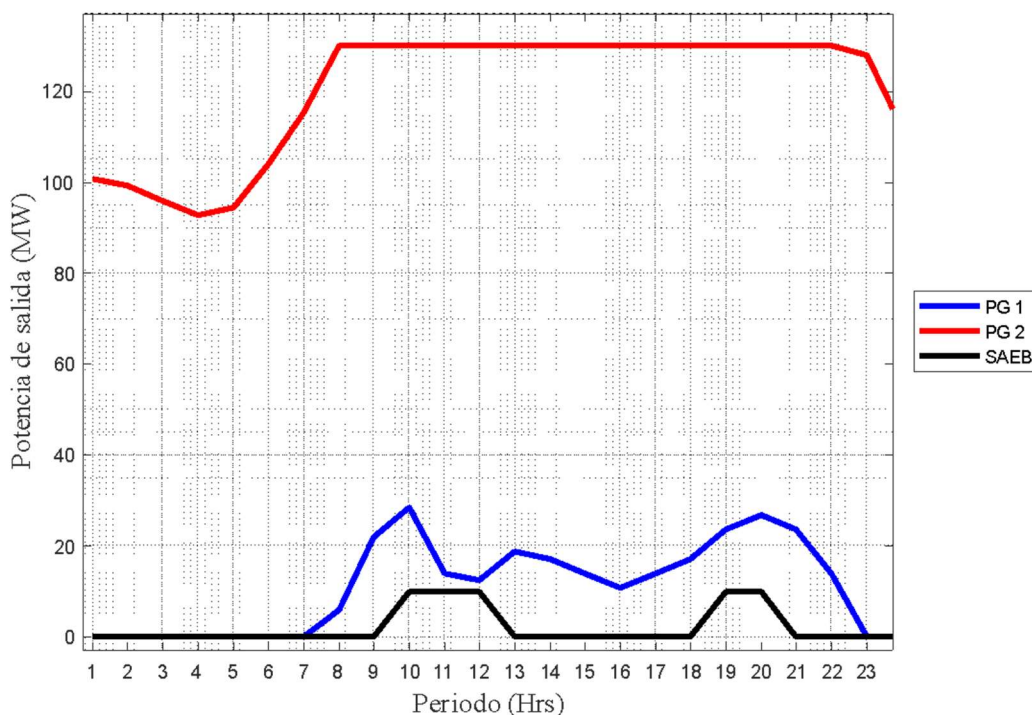


Figura 5.19 Potencias generadas en la contingencia 9 del estado n-1 del caso SAEB y DR.

En la figura 5.20 se muestra la ENS que se presenta en la contingencia 9 del estado N-1 siendo muy pronunciados los periodos donde el SAEB se encuentra descargando la energía almacenada.

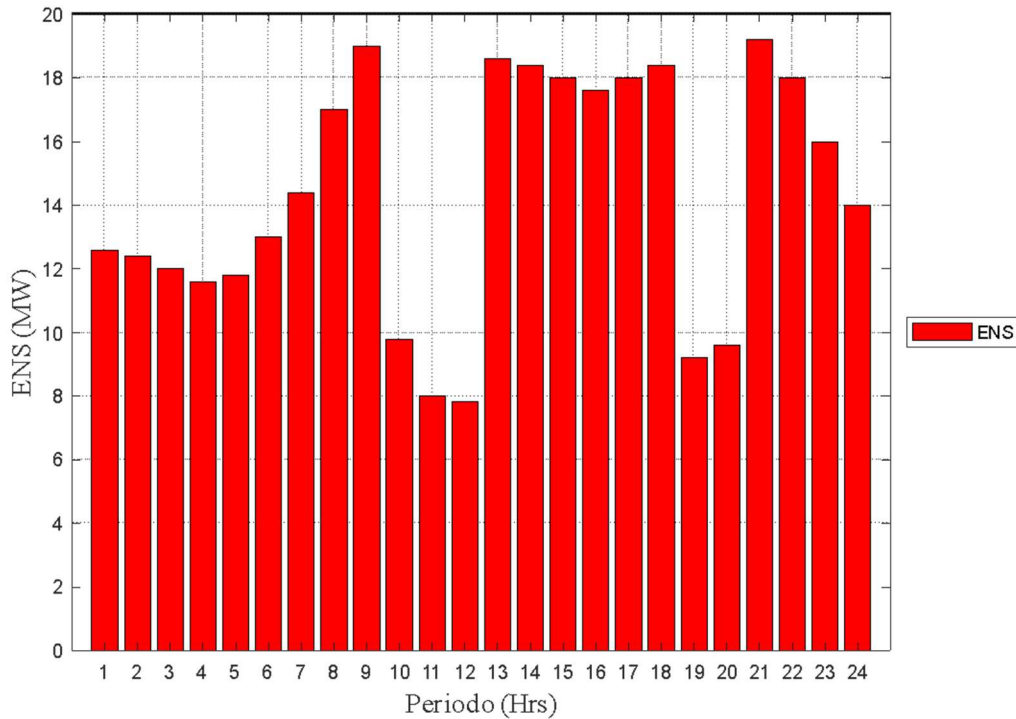


Figura 5.20 ENS en la contingencia 9 del estado N-1 del caso SAEB y DR

Dentro de los 5 periodos se aprecia en el periodo 11 y 12 una disminución importante debido al programa de respuesta a la demanda que reduce la ENS aún más que en el periodo 4 de menor demanda con 8 MW de ENS, que comparándolo con el caso base en la figura 5.3 donde para el mismo periodo 11 la ENS llegaba a los 20 MW. Debido a esto el costo de operación del sistema llega a \$ 349,029.14, siendo el costo más bajo para esta contingencia comparándola con los 3 casos anteriores.

En la tabla 5.10 se muestran las contingencias más representativas del orden de contingencias N-2. En negrita se resalta la contingencia 54 del estado N-2 en el cual se tiene la ENS más alta del estado por lo cual dicha contingencia es representativa del análisis.

En la figura 5.21 se muestran las potencias generadas en la contingencia 54. La potencia aportada por la planta generadora 2 en los períodos 11 y 12 se aprecia que deja de entregar el máximo de potencia posible, apreciable también en el caso DR pero no en el caso SAEB, también se muestra que el SAEB está aportando más potencia al sistema que la planta generadora 1.

Tabla 5.10 Contingencias representativas del estado n-2 caso SAEB y DR.

Contingencia	Líneas Fuera	ENS (MW)	EENS (MW/Año)	LOLP	Costo operacional (\$)
1	L1-L2	11.023	4023.50	0.00011	18,455.44
5	L1-L6	57.510	20991.06	0.00055	64,384.07
6	L1-L7	11.023	4023.50	0.00011	18,455.44
8	L2-L1	11.023	4023.50	0.00011	18,455.44
12	L2-L6	35.12	12818.74	0.00034	18,455.44
35	L5-L8	738.808	269664.79	0.00705	740,532.18
36	L6-L1	57.510	20991.06	0.00055	64,384.07
37	L6-L2	11.023	4023.50	0.00011	18,455.44
41	L6-L7	11.023	4023.50	0.00011	18,455.44
43	L7-L1	11.023	4023.50	0.00011	18,455.44
44	L7-L2	0.00	0.00	0.00000	17,888.97
48	L7-L6	11.023	4023.50	0.00011	18,455.44
54	L8-L5	738.808	269664.79	0.00705	740,532.18
57	L9-L1	344.404	125707.40	0.00329	349,029.14

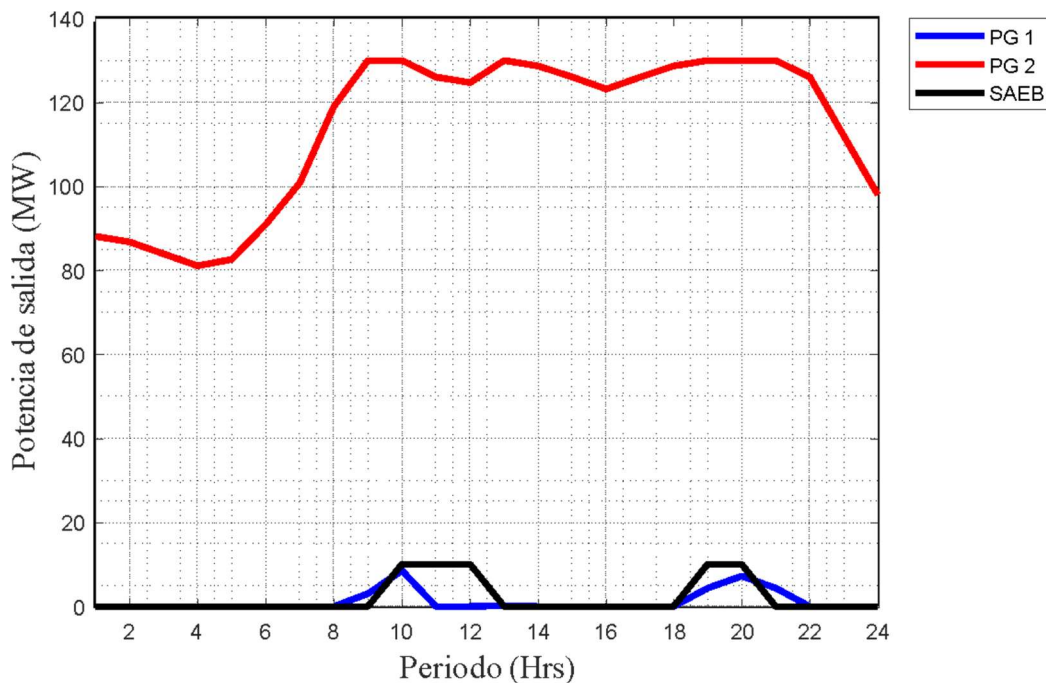


Figura 5.21 Potencias generadas en la contingencia 54 del estado N-2 del caso SAEB y DR

En la figura 5.22 es mostrada la ENS de la contingencia 54 donde apreciable nuevamente que en los periodos 11 y 12 donde son desplegados ambos el SAEB y DR se tiene una reducción considerable de la ENS, para obtener una ENS total para los 24 periodos de 738.8

MW y en el periodo 11 donde se presenta la mayor demanda se tiene una ENS de 25.7 MW a comparación con la figura 5.3 donde la ENS del caso base llega a 40 MW se logra una reducción considerable.

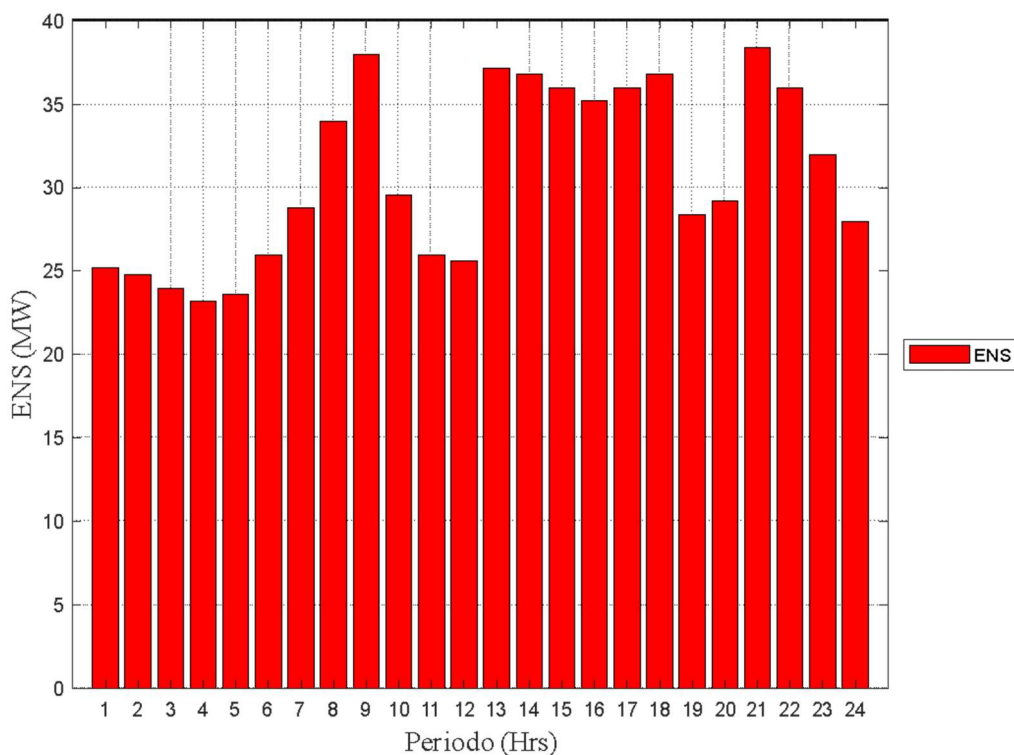


Figura 5.22 ENS de la contingencia 54 del estado N-2 del caso SAEB y DR.

Debido a las reducciones mencionadas anteriormente el costo de operación de la contingencia llega a \$740,532.2 siendo el costo más bajo en todos los casos presentados.

En la figura 5.23 se presenta la LOLP del caso SAEB+DR en donde se puede apreciar como el periodo 11 llega hasta 0.009 siendo el valor más bajo presentado en todos los casos de estudio y llegando a ser incluso menor que los periodos de menor demanda.

En la figura 5.24 se reporta la EENS presentado en el caso SAEB+DR, tomando como referencia el mismo periodo que en los casos anteriores se aprecia una EENS de 45 GW/año para el periodo 11 con lo cual se reporta este caso como el que tiene la mayor reducción de EENS siendo menor incluso que en los primeros periodos donde se reporta una menor demanda.

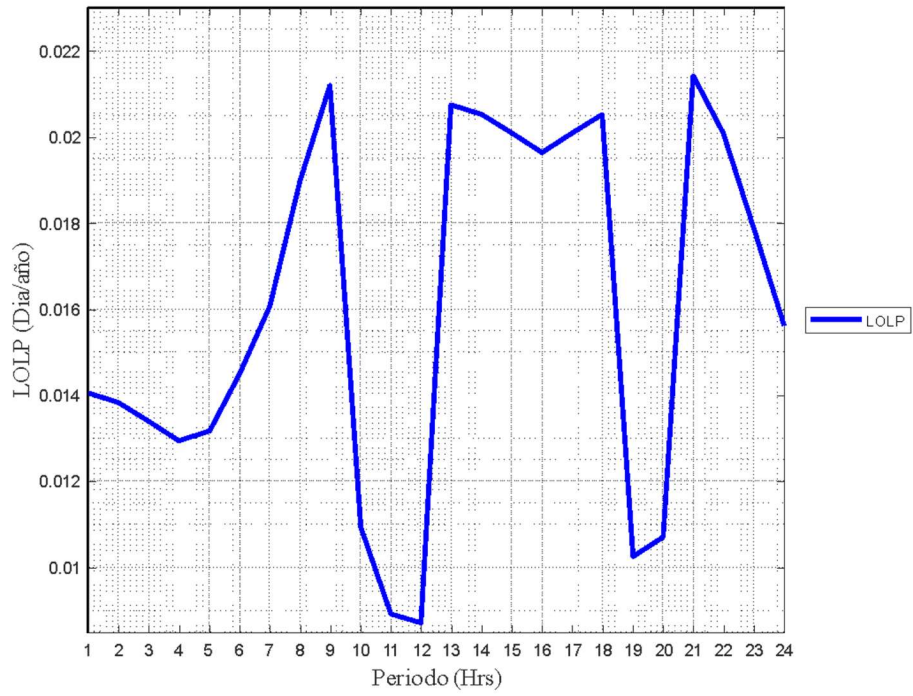


Figura 5.23 LOLP presentada en el caso SAEB+DR

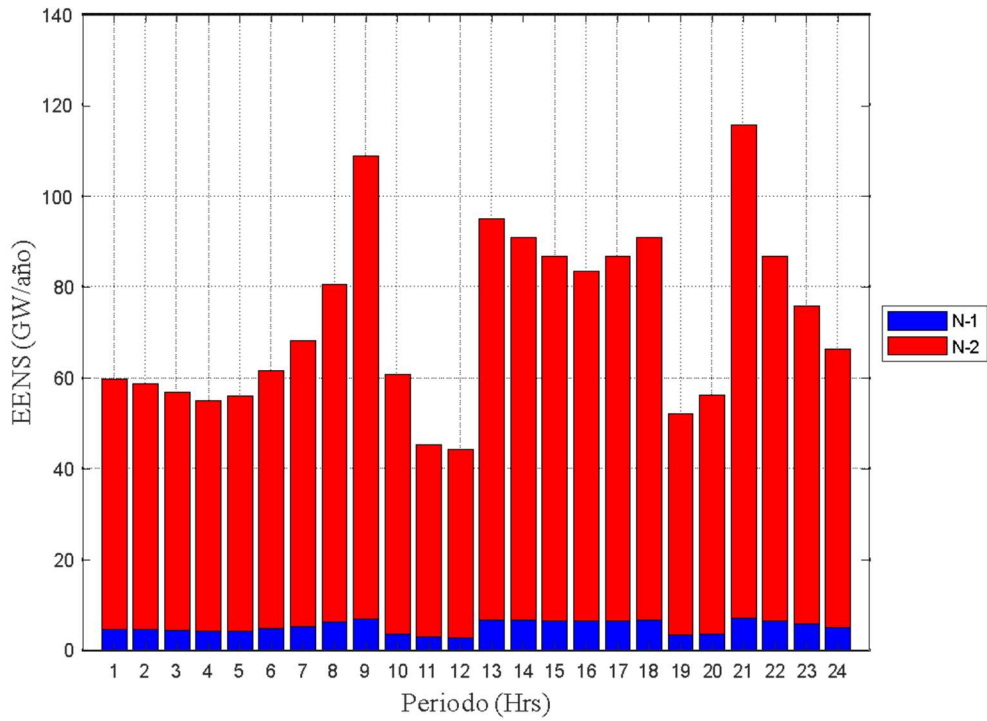


Figura 5.24 EENS en la contingencia 54 del estado n-2 del caso SAEB+DR

5.4. Discusión

Al realizar el análisis de contingencias del sistema RBTS de 6 nodos para los estados n-1 y n-2 añadiendo un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías y un programa de respuesta a la demanda mediante el uso de la ENS, EENS, LOLP, así como el costo operacional. En el estado N-1 todas las contingencias excepto la 9 tuvieron un resultado similar, donde no se presenta ENS y el costo de operación es el mismo para el mismo caso, sin embargo, existe una reducción en el costo de operación siendo el caso combinado de SAEB y DR el que tiene el menor costo de operación reduciendo \$1000.00 el costo de operación únicamente reduciendo la potencia que aporta la planta generadora 1 que es más costosa que la planta generadora 2 por parte del SAEB y una reducción de la demanda por parte del programa de DR. En la contingencia 9 del estado N-1 la Energía no suministrada se ve mayormente reducida comparando el caso base con el caso combinado de SAEB y DR esto al hacer la comparación con las tablas 5.3, 5.5, 5.7 y 5.9, al reducirse la ENS lo hace también la EENS al ser el valor anualizado de la ENS, la probabilidad de pérdida de carga al ser también dependiente de la ENS.

En el estado N-2 las contingencias 44 y 16 presentan un comportamiento similar a las contingencias 1-8 del estado n-1 donde el cambio en el costo de operación es producto de la reducción de potencia que entrega la planta generadora 1 por parte del SAEB y DR. las contingencias 12, 48 y 6 presentan una congestión en las líneas de transmisión en el caso base y en los casos del SAEB, DR y la conjunción de ambos evita el congestionamiento en las líneas de transmisión algunos periodos y la reduce en otros, que resulta en una disminución de la ENS, en los periodos 11 y 12 se presenta una descarga del SAEB en los mismos periodos que se aplica el programa de respuesta a la demanda, lo cual muestra la necesidad de una coordinación entre la descarga SAEB y el DR habría producido un mejor resultado reduciendo la ENS debido a que son desplegados en un mismo periodo cuando si se desplegaran en periodos diferentes se reduciría aún más la ENS con lo cual el costo de operación del sistema también lo haría y por ende aumentaría la confiabilidad del sistema. La contingencia 54 del estado N-2 presenta una gran cantidad de ENS debido a que 2 nodos quedan aislados y en los periodos 11 y 12 a pesar de tener el SAEB y el DR no se logra eliminar la ENS pero sí reducirla, logrando de esta manera mejorar la confiabilidad del

sistema, una coordinación en la descarga del SAEB y el DR es necesaria para aumentar la confiabilidad del sistema, aunque no es considerado el costo de inversión del SAEB se tiene una clara tendencia a reducir más los costos de operación, sin embargo el programa DR es otro enfoque para dar solución al problema.

Como se muestra en la contingencia 44 no siempre la ENS va a ser la causante de un elevado costo de operación en el sistema, en esa contingencia la planta generadora 1 no era capaz de aportar más potencia que las líneas de transmisión 2 y 7 se encontraban fuera de servicio y la planta generadora 2 aportó más potencia al sistema con lo cual el costo operacional aumentó a más del doble, en el caso SAEB y DR en conjunto presentaron una reducción con la cual se evita consumir energía en periodos donde sucede este escenario, reduciendo en gran medida el costo de operación.

En general para todas las contingencias del caso SAEB y DR se presentaron los beneficios de ambos siendo incluso una reducción en la potencia aportada por la planta generadora 1 reportada, se reporta una reducción del ENS, así como EENS y LOLP siempre siendo en este caso donde se presentan los índices más bajos.

Tabla 5.11 EENS presentada en los 4 casos

Caso	Base (GW/año)	SAEB (GW/año)	DR (GW/año)	DR+SAEB (GW/año)
Periodo 11	145.53	67.89	108.984	45.26

5.5 Conclusiones del capítulo

Con la finalidad de evaluar el impacto en la confiabilidad de los SEPs que tendría la inclusión de los SAEB y los programas de DR, se desarrolló este modelo, antes de realizar el estudio la literatura señalaba que existirían beneficios a la estabilidad, pero era difícil cuantificarlos, lo cual se realiza de menor manera en un sistema pequeño como lo es el RBTS y sus resultados son mostrados en la tabla 5.11.

El aumentar el tamaño del SAEB reduciría la energía no suministrada pero el costo de inversión se volvería más alto no considerado en este trabajo, llegando a una relación costo beneficio en la cual se limitará el tamaño del SAEB, mejorar la participación en los programas de DR reduciría también la ENS, en este trabajo el DR se encuentra limitado a 2

periodos pero dependiendo del perfil de demanda se pueden presentar aportaciones a más periodos, así como incrementar la aportación por parte de los usuarios, los cuales a final de cuentas se encontrarán con mejores tarifas al colaborar más para reducir los picos de demanda y mejorar la confiabilidad del sistema.

Conforme más tecnologías se van integrando a los SEP el uso coordinado de estas es requerido para mejorar la confiabilidad de estos.

Capítulo 6

CASO 118 NODOS

En este capítulo se presentan 2 casos de estudio con el propósito de analizar el modelo matemático propuesto en este trabajo desarrollado en un sistema de 118 nodos bajo diferentes condiciones de contingencia, en 24 periodos de tiempo de 1 hora cada uno para lo cual es usado el sistema de 118 nodos del IEEE.[42]

6.1 caso 1 DCOPF sin aportaciones

En el análisis de contingencias es complicado analizar puntualmente cada una de ellas por la cantidad de contingencias que ocurren y debido al tiempo de análisis computacional que conlleva, el sistema de 118 nodos es un caso donde es necesario el ranking de contingencias que es una medida para evaluar la gravedad relativa de una contingencia, en otras palabras, que tanto puede afectar una interrupción al sistema de potencia. Las técnicas para clasificar las contingencias utilizan un índice de gravedad, en este trabajo se hace mediante el índice de rendimiento de la potencia activa PI, que se evalúa de la siguiente manera.

$$PI = \sum_{i=1}^{all\ lines} \left(\frac{P_{flow_i}}{P_i^{max}} \right)^{2+n_{weigh}} \quad (6.1)$$

En la ecuación (6.1) se muestra el índice de rendimiento de la potencia activa, que deberá ser un número pequeño, en este trabajo se usará n_{weigh} con un valor igual a 5, y todos los flujos de potencia en las líneas de transmisión P_{flow_i} se encuentran dentro del límite P_i^{max} . Se listarán los 5 valores más altos del índice PI , como los escenarios con un más alto valor por lo cual serán analizados para los estados N-1 y N-2.

En el estado n-1 es necesario resolver 118 DCOPFs usando el periodo de demanda máxima para encontrar las 5 contingencias con mayor índice de gravedad que son reportadas en la tabla 6.1

Tabla 6.1 Contingencias representativas del caso Base del sistema de 118 nodos.

Estado N-1							
Contingencia	Líneas fuera	Índice PI	p_j	ENS (MW/día)	LOLP	EENS (MW/año)	Costo de operación
0	0	0	0.698400	0.000	0	0	1,828,209.60
183	183	30.9044	0.000280	1265.129	0.35423	461772.09	3,092,875.53
184	184	28.1047	0.000695	398.384	0.27682	145410.03	2,212,900.00
121	121	27.8861	0.000695	55.937	0.03887	20417.11	1,883,600.00
125	125	27.6043	0.000695	55.937	0.03887	20417.11	1,886,100.00
51	51	27.3463	0.001042	0.000	0	0	1,845,600.00

En el primer escenario de este caso la contingencia 183 del estado N-1 donde es la línea 1873 la que tiene el mayor índice de PI, se encuentra con la mayor EENS del sistema presentadas en la tabla 6.1 así como el LOLP de la misma contingencia. La ENS a lo largo de los 24 periodos es presentada en la figura 6.2

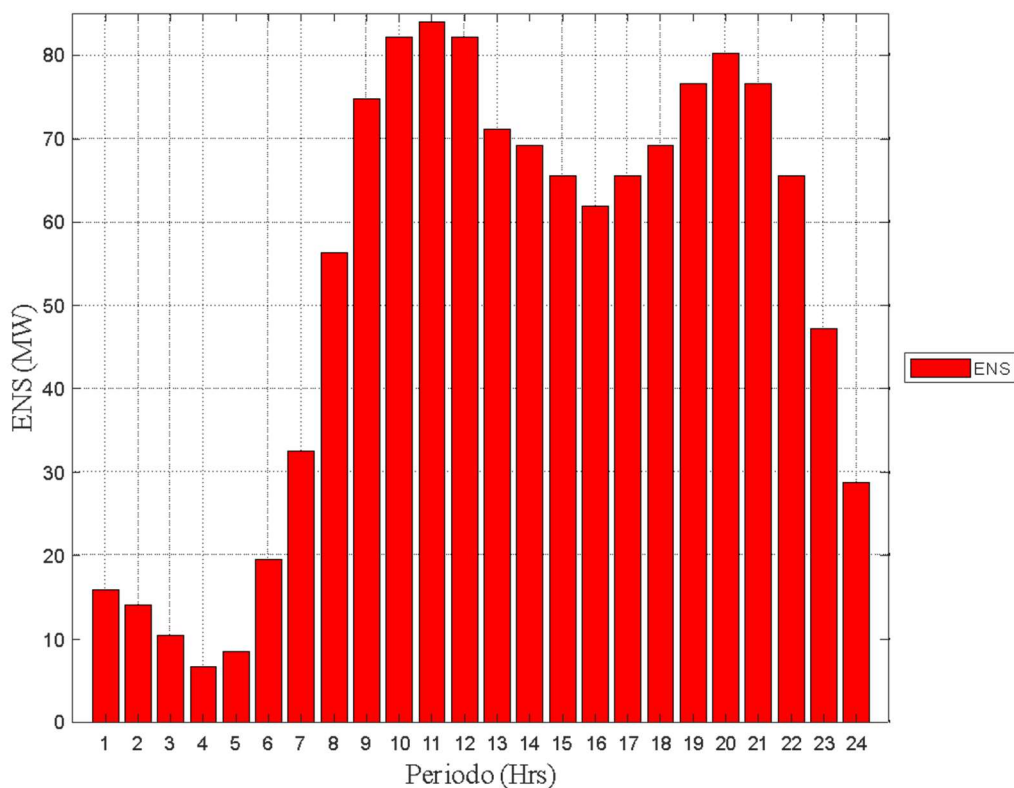


Figura 6.1 ENS de la contingencia 183 del estado N-1 del caso Base 118 nodos

En la contingencia 183 se encuentra fuera de servicio la línea de transmisión 183 que se

encuentra conectando los nodos 68 y 116 y debido a que esta conexión se ve interrumpida el nodo 116 que presenta una demanda máxima de 184 MW no es capaz de suplirla en su totalidad aunque el nodo contiene un generador que aporta 100 MW al sistema durante cada periodo de los 24 periodos y el faltante se considera ENS para poder entregar la potencia demandada y en total para los 24 periodos 1265.129 MW llevando el costo de operación del sistema hasta los \$ 3,092,875.53 presentando un aumento considerable en comparación con el caso base.

En la contingencia 184 se tiene fuera de servicio la línea de transmisión 184 que conecta los nodos 12 y 117, donde el nodo 117 queda aislado del sistema, donde a pesar de presentarse la misma situación que la contingencia 183 aunque la demanda del nodo 117 es de 20 MW por lo cual el índice PI es menor, así como también la ENS es menor en esta contingencia, como se puede apreciar en la tabla 6.1, en la figura 6.2 es apreciable la ENS de la contingencia 184, que presenta toda la demanda del nodo 117 donde el nodo 11 presenta 20 MW, para un total de 398.4 MW para los 24 periodos

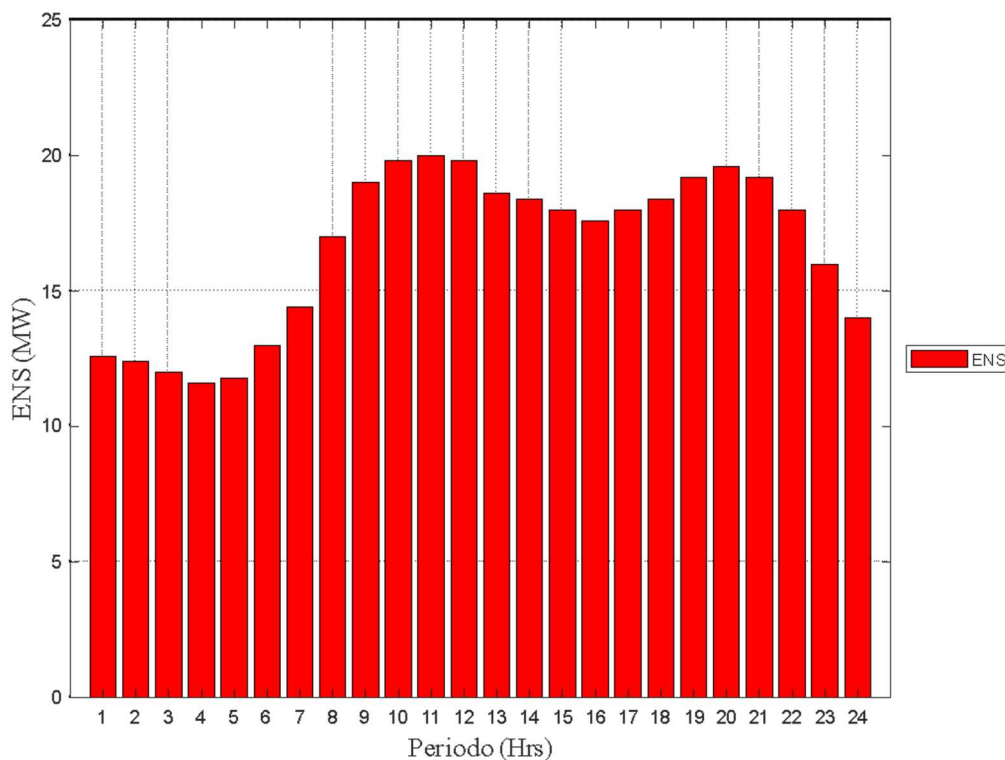


Figura 6.2 ENS de la contingencia 184 del estado N-1 del caso Base 118 nodos

Debido a la presencia de ENS en la contingencia 184 se presenta un aumento de costo de operación reportado en la tabla 6.1, comparando el costo de operación de la contingencia 0 donde el sistema no presenta la salida de ninguna línea de transmisión, el costo de operación se eleva \$400,000.00.

En la figura 6.3 se presenta la ENS en cada periodo para la contingencia 121 donde la línea de transmisión que conecta los nodos 77 y 78 se encuentra fuera de servicio haciendo que a partir del periodo 9 la línea de transmisión 125 que conecta a los nodos 79 y 80 para poder suministrar la potencia demandada en los nodos 78 , en el periodo 11 de demanda máxima con de 10 MW llevando a un total de ENS de 55.94 MW para los 24 períodos y un costo total de operación para la contingencia de \$ 1,859,500.00 así como una probabilidad de pérdida de carga de 0.03216 presentado también en la tabla 6.1

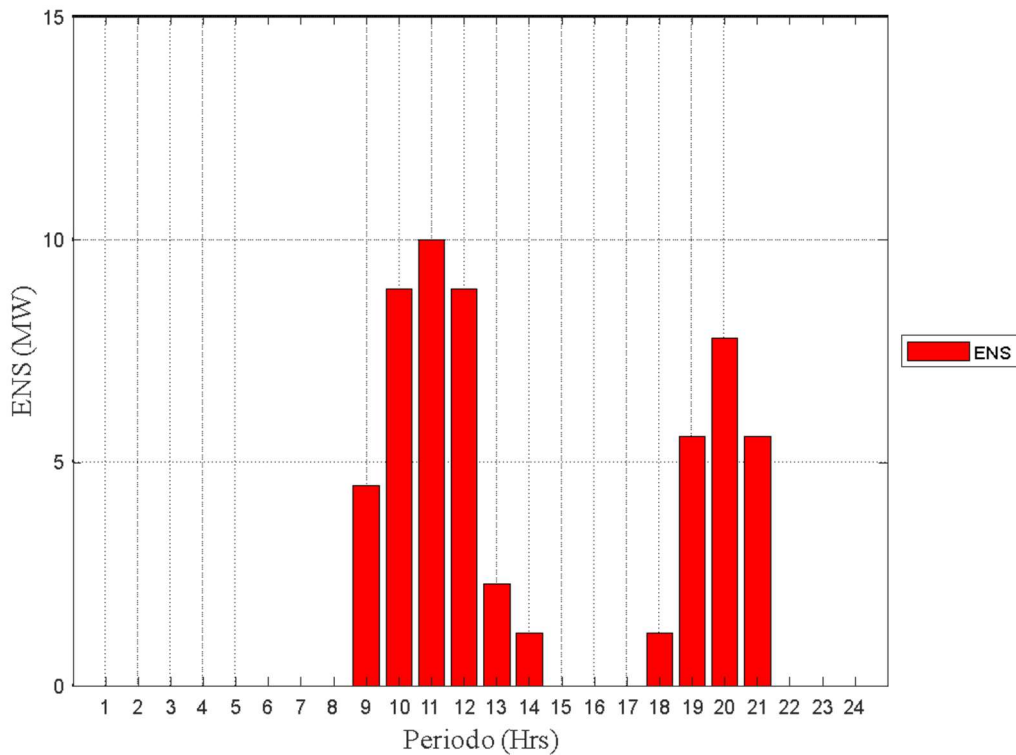


Figura 6.3 ENS de la contingencia 121 del estado N-1 del caso Base 118 nodos

En la contingencia 125 la línea de transmisión que conecta los nodos 79 y 80 se encuentra fuera de

servicio haciendo que a partir del periodo 9 la línea de transmisión 125 que conecta a los nodos 79 y 80 para poder suministrar la potencia demandada en el nodo 79, en el periodo 11 se alcanza una ENS de 10 MW llevando a un total de ENS de 55.94 MW para los 24 periodos los cuales se muestran en la figura 6.4 y debido a esto el costo total de operación para la contingencia de \$ 1,859,500.00 así como una probabilidad de pérdida de carga de 0.03216 presentado también en la tabla 6.1, teniendo un comportamiento similar a la contingencia 184 a partir del periodo 9 donde debido al incremento en la demanda se presenta una congestión de las líneas 32 y 38 con lo cual la planta generadora 7 reduce su potencia aportada al sistema y es ahora suministrada por las plantas generadoras 9 y 10 para los periodos 8-13 y 18-22.

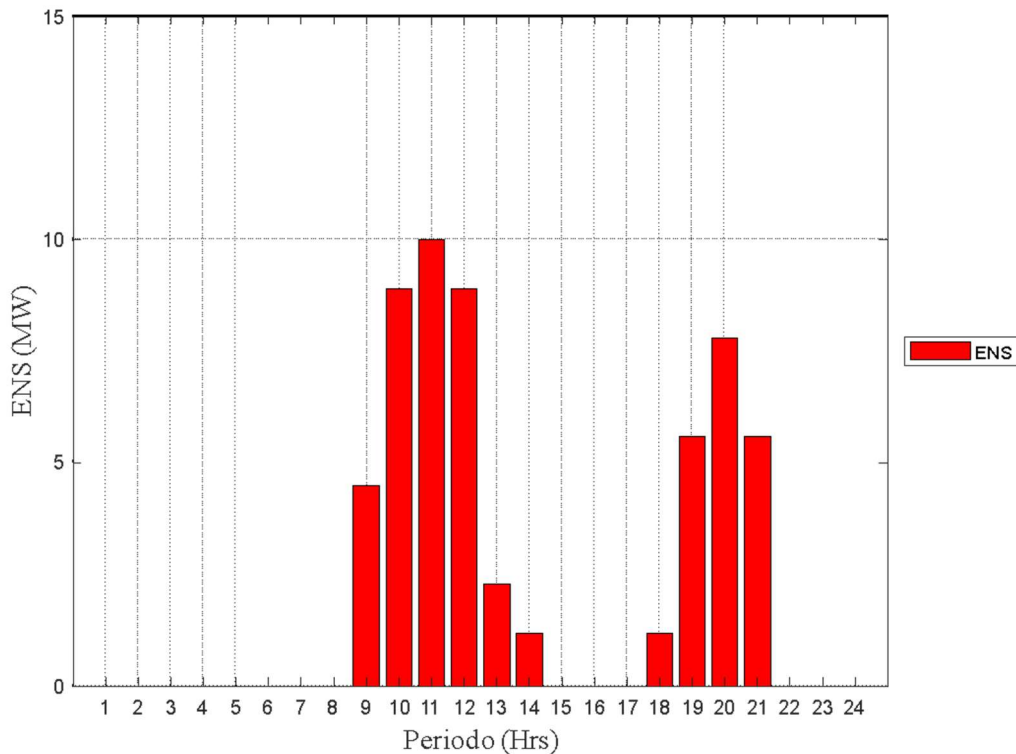


Figura 6.4 ENS de la contingencia 125 del estado N-1 del caso Base 118 nodos

En la contingencia 51 la línea que conecta los nodos 37 y 38 se encuentra fuera de servicio por lo cual se presenta una congestión en las líneas de transmisión 21, 36, 38, 102, 107, 134,

141, 155, 176 y 183. Pero Debido a la alta redundancia que presenta el sistema de transmisión en el sistema de 118 nodos IEEE así como lo distribuida que se encuentra la demanda, sin importar la congestión se suministra la demanda en todos los nodos sin presentarse ENS, sin embargo debido a la congestión que sufren las líneas de transmisión se tiene un cambio en las potencias de entregadas por las plantas generadoras y específicamente la planta generadora 5 aporta potencia al sistema, la cual es más costosa que la planta generadora 3 para los periodos 7-24 por lo cual se tiene un ligero incremento en el costo de operación del sistema. Sin presentarse ENS en esta contingencia por lo cual la probabilidad de pérdida de carga es cero también, así como EENS.

Tabla 6.2 Contingencias representativas del estado N-2 del caso Base del sistema de 118 nodos.

Estado N-2							
Contingencia	Líneas fuera	Índice PI	P _i	ENS (MW/día)	LOLP	EENS (MW/año)	Costo de operación (\$)
33671	183,184	33.6069	0.00000317	1663.500	0.005278	607177.5	3,476,786.80
33609	183,121	33.2134	0.00000317	1321.100	0.00419	482201.50	3,147,300.00
33613	183,125	33.0458	0.000000793	1321.100	0.00105	482201.50	3,149,400.00
33793	184,121	32.8819	0.000000793	454.321	0.00036	165827.17	2,267,500.00
33797	184,125	32.6237	0.000000793	454.321	0.00036	165827.17	2,270,000.00

Para el estado N-2 se aplica el mismo índice de rendimiento de Potencia activa reportado en la columna 3 de la tabla 6.2 siendo más alto en comparación que con el estado N-1 debido a que en el estado N-2 más líneas de transmisión se ven congestionadas lo que lleva a PI=1 en más líneas de transmisión, siendo de mayor importancia el uso de un ranking de contingencias, siendo el escenario más severo la contingencia 33671 con un índice de 33.6069.

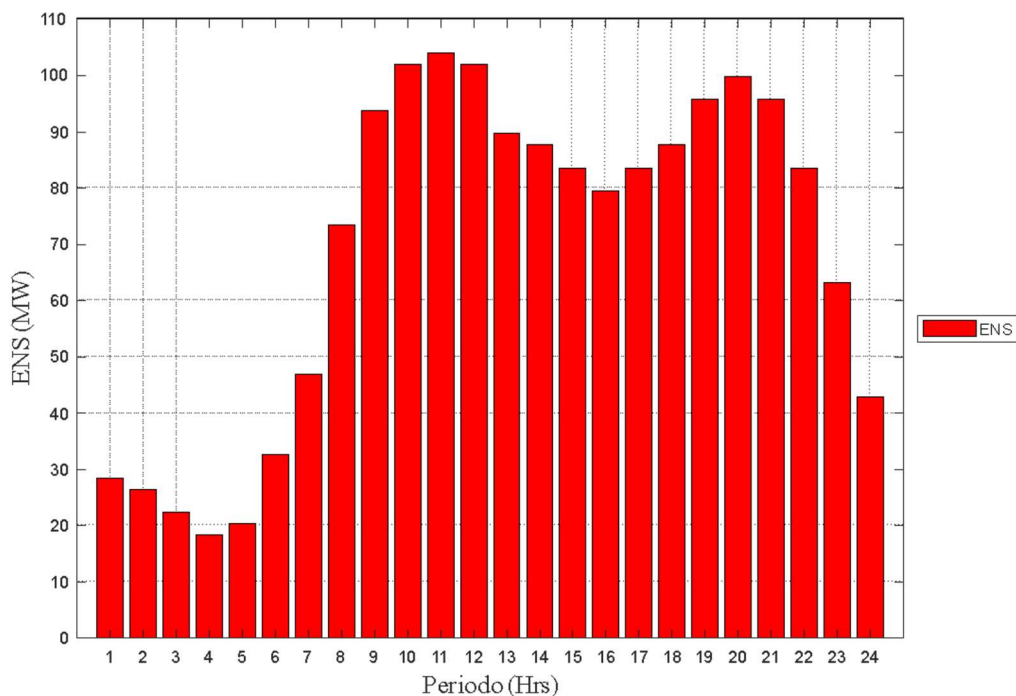


Figura 6.5 ENS de la contingencia 33671 del estado N-2 del caso Base 118 nodos

En la contingencia 33671 las líneas de transmisión 184 y 183 se encuentran fuera de servicio por lo cual quedan aislados del sistema los nodos 116 y 117, a pesar de que el nodo 116 cuenta con un generador capaz de entregar 100 MW al sistema, no es suficiente para suministrar la potencia demandada en su totalidad incluso en los periodos de menor demanda, por otro lado en el nodo 117 se cuenta con una menor demanda 20 MW en su periodo de demanda máxima y no cuenta con un generador, por lo que la potencia demandada del nodo 117 es convertida en ENS así como la potencia que no fue suministrada en el nodo 116, resultando en un total de ENS de 1663.5 MW para los 24 periodos reportados en la figura 6.5

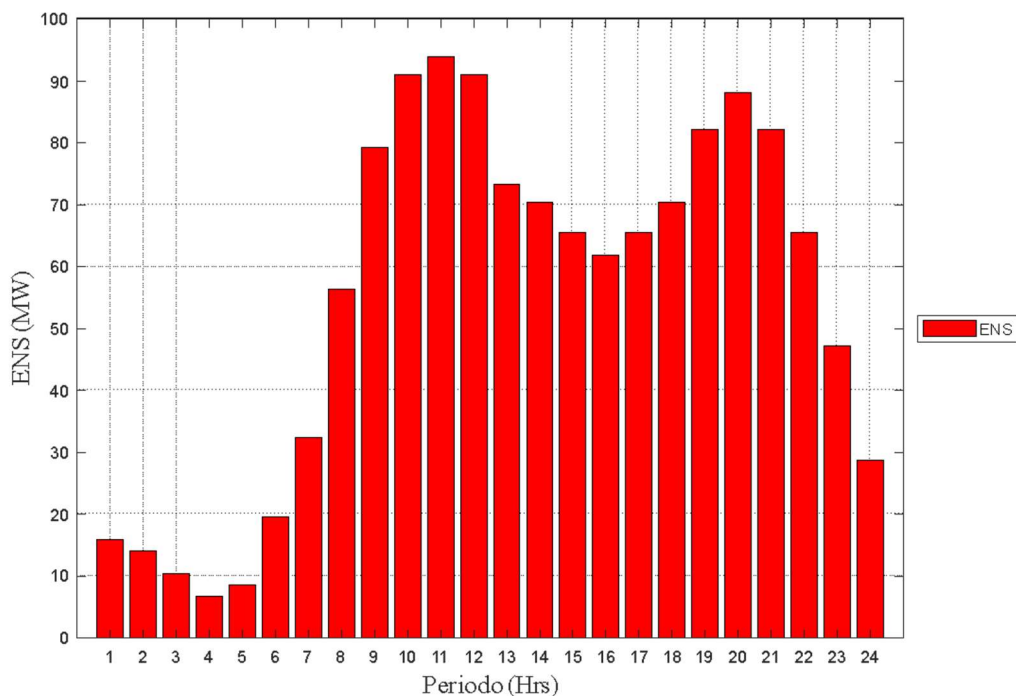


Figura 6.6 ENS de la contingencia 33609 del estado N-2 del caso Base 118 nodos

En la figura 6.6 se muestra la ENS generada en la contingencia 33609 donde las líneas de transmisión 183 y 121 se encuentran fuera de servicio, por lo que el nodo 116 se encuentra aislado del sistema como en el caso anterior y al estar fuera la línea 121 a partir del periodo 9 la línea 125 llega a su límite y no es posible suministrar la demanda del nodo 78, llevando entre la ENS de ambos nodos a un total de 1321.1, por lo cual se llega a una probabilidad de pérdida de carga de 0.00409, teniendo un costo de operación \$3,105,500.00.

En la imagen 6.7 se muestra la ENS de la contingencia 33613 resultante de la salida de las líneas de transmisión 183 y 125, la línea de transmisión 183 que conecta los nodos 68 y 116 es la que en el sistema presenta la mayor cantidad de ENS al salir del sistema como en la contingencia presentada anteriormente, la salida de la línea 125 hace que la única forma de suministrar la demanda del nodo 79 y a partir del periodo 9 la línea de transmisión 121 se encuentra en su límite máximo de transmisión por lo cual cuando la demanda aumente la ENS aumentara, llegando hasta un total de 1291.8 MW para los 24 periodos, así como un costo de operación de \$3,107,100.00.

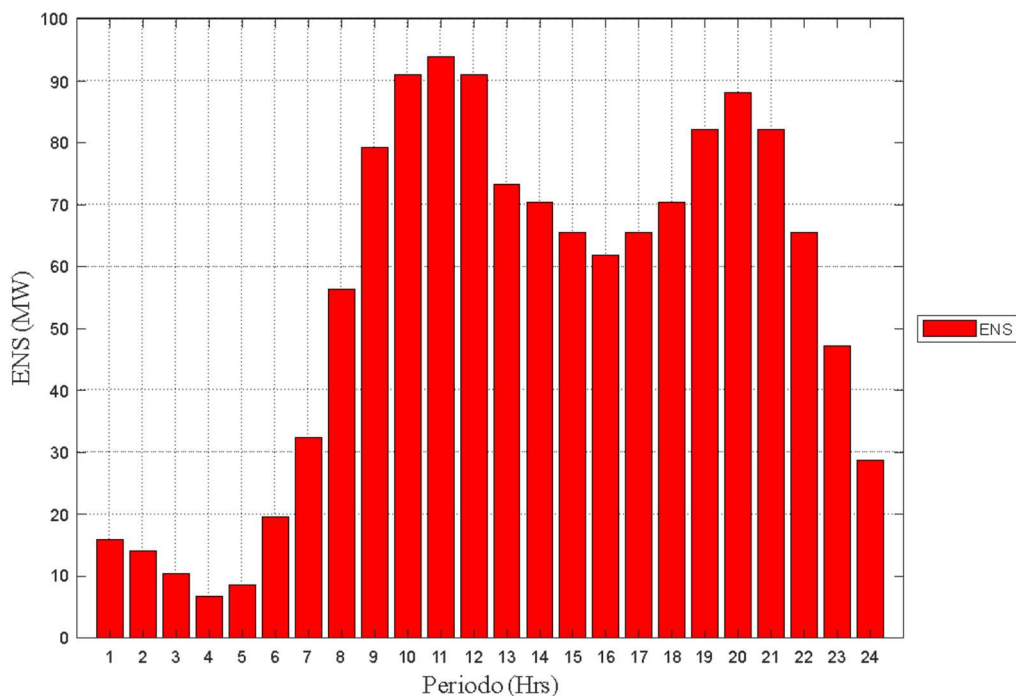


Figura 6.7 ENS de la contingencia 33613 del estado N-2 del caso Base 118 nodos

Comparando la probabilidad de pérdida de carga de esta contingencia con la contingencia 33609, a pesar de tener la misma ENS, siendo la razón de esto la probabilidad de ocurrencia es más pequeña para la contingencia 33613, de caso contrario el costo operacional en la contingencia 33613 es más alto que en la contingencia 33609 a pesar de tener la misma ENS.

En la contingencia 33793 se tienen las líneas 184 y 121 fuera de servicio, por lo cual el nodo 117 queda aislado del sistema y su demanda se convierte en ENS apreciado en la figura 6.8, así como la salida de la línea 121 desencadena una congestión en la línea 125, que a partir del periodo 9 no es capaz de suplir en su totalidad la demanda del nodo 78, la demanda que no es posible suministrar por lo que se convierte en ENS resultando en un total de 391.387 MW, lo cual lleva a tener una LOLP de 0.0003105 debido a la baja ENS, así como una probabilidad de ocurrencia baja, donde el costo de operación llega a \$ 2,193,500.00

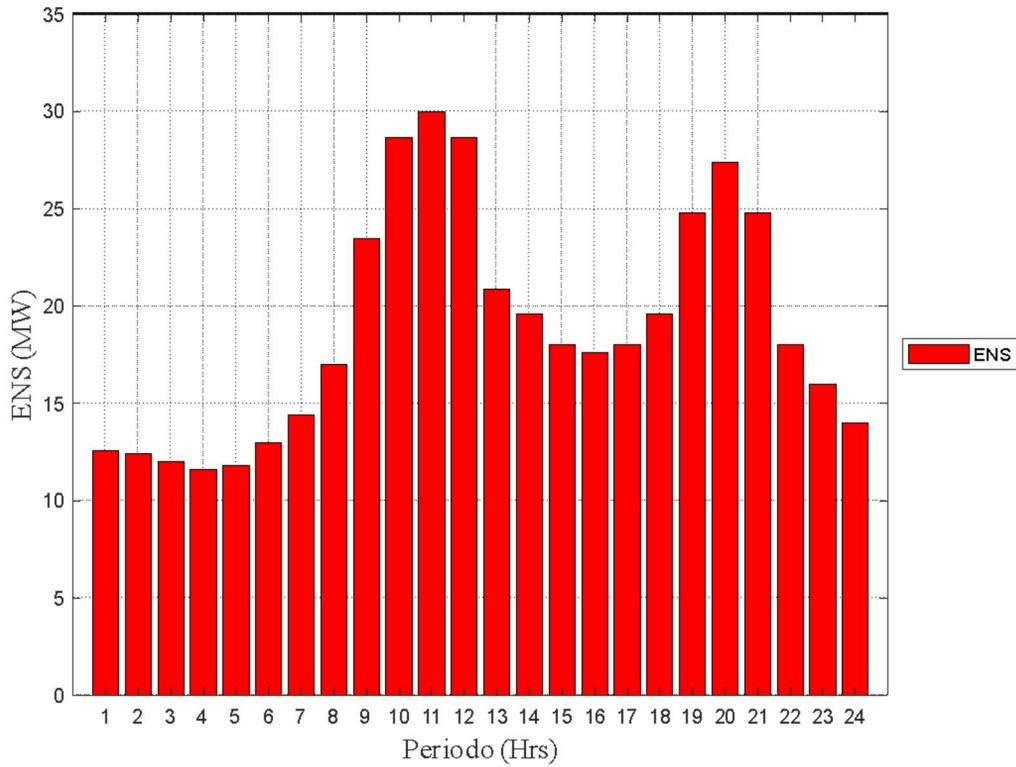


Figura 6.8 ENS de la contingencia 33793 del estado N-2 del caso Base 118 nodos

En la figura 6.9 se aprecia la ENS en la contingencia 33797 donde las líneas de transmisión que se encuentran fuera de servicio son la 184 y 125 debido a esto el nodo 117 queda aislado por lo cual la demanda de dicho nodo se convierte en ENS, por otro lado, al estar fuera de servicio la línea 125 provoca una congestión en la línea 121 con lo cual el nodo 79 no puede suministrar toda la potencia demandada con lo cual el restante se convierte en ENS, llegando a un total de 391.387 MW de ENS debido a esto el costo de operación de esta contingencia llega a \$ 2,195,200.00.

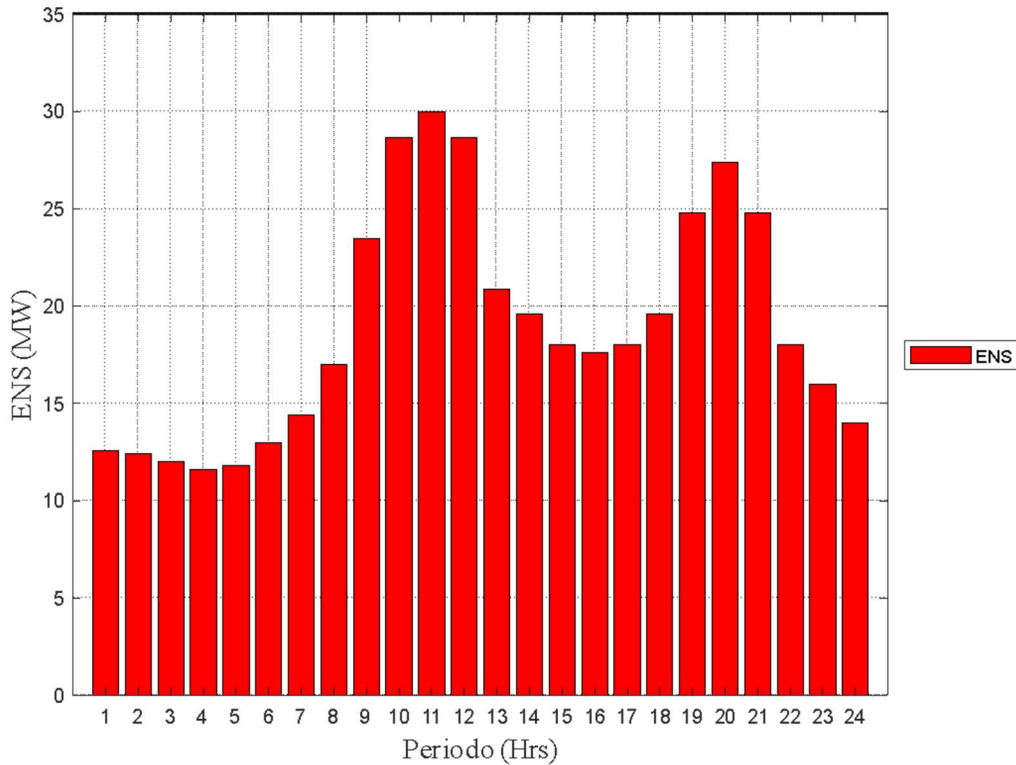


Figura 6.9 ENS de la contingencia 33797 del estado N-2 del caso Base 118 nodos

6.2 caso 2 DCOPF con aportación (DR+SAEB) del sistema 118 nodos

En el caso 2 del sistema 118 nodos IEEE se incluyen el SAEB y el programa de respuesta a la demanda, siguiendo las consideraciones del capítulo 3 y 4, con un cambio en la ubicación del SAEB en el nodo 117 siendo este un nodo de carga con poca redundancia reconociéndose como un punto vulnerable, así como para el programa de respuesta a la demanda un coeficiente inelástico de 0.05, en este caso se hace nuevamente el cálculo del índice PI y debido la inclusión del SAEB y el programa DR se aprecia una reducción en la congestión en las líneas de transmisión por lo cual P_{flow_i} es menor que P_i^{max} , resultando en una reducción del índice PI para todas las contingencias que es apreciable en la columna 3 de la tabla 6.3.

Tabla 6.3 contingencias representativas del caso base del sistema 118 nodos

Estado N-1 caso DR+SAEB							
Contingencia	Líneas fuera	Índice PI	Pj	ENS (MW/día)	LOLP	EENS (MW/año)	Costo de operación (\$)
183	183	28.7273	0.000280	1246.800	0.34910	455082.00	3,061,800.00
184	184	26.9646	0.000695	346.394	0.24070	126433.70	2,149,600.00
121	121	26.8664	0.000695	44.993	0.03126	16422.37	1,859,500.00
125	125	26.5724	0.000695	44.993	0.03126	16422.37	1,861,200.00
51	51	26.4973	0.001042	0.000	0	0	1,832,300.00

En la figura 6.10 se aprecia la reducción de demanda en los periodos 11-12 producto de ambos el SAEB y DR, en menor medida en los periodos 10,19 y 20 debido al SAEB, siendo el periodo 11 el pico de demanda en el que se ve reducida el 222.1 MW, para llegar a un total de 472.07 MW de reducción de la demanda en los 24 periodos.

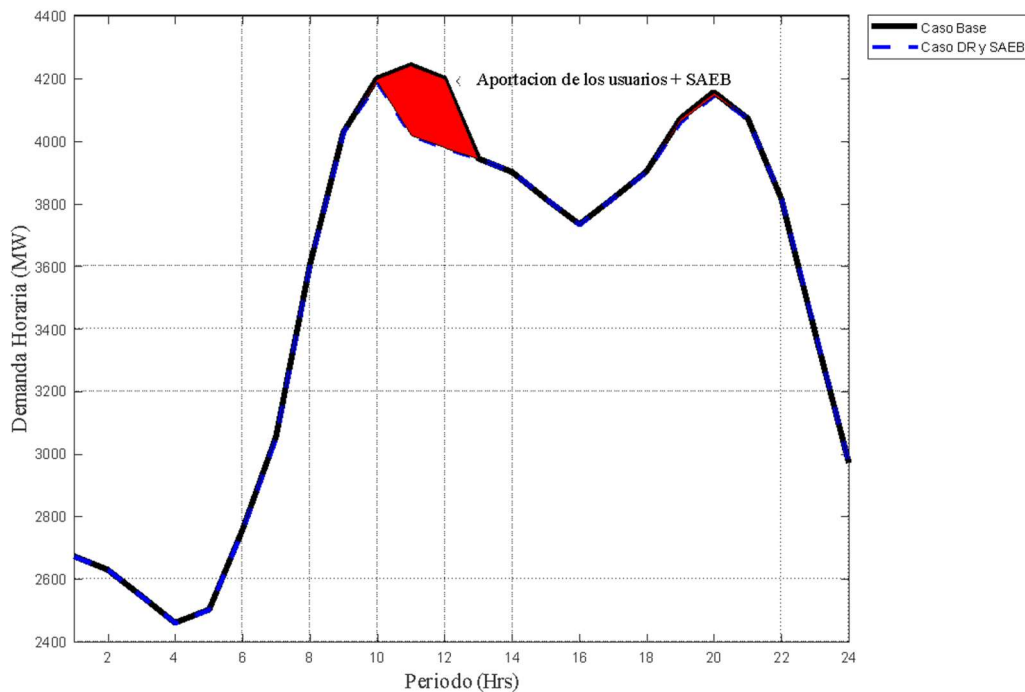


Figura 6.10 Demanda horaria en el caso SAEB+DR del sistema de 118 nodos IEEE

La contingencia 183 cuenta con el índice PI más alto del estado N-1 siendo la primera a ser analizada, también cuenta con la ENS más alta de las contingencias del estado N-1 también

reportado en la tabla 6.3, en la figura 6.14 se muestra la ENS por periodo de la contingencia 183 donde debido a la reducción de 5% de la demanda proveniente del programa DR por lo cual en los periodos 11 y 12 se presenta una reducción de la ENS de 9.4 y 9.1 MW siendo comparado con la misma contingencia del caso 1, para un total de 1246.8 MW a lo largo de los 24 periodos siendo 18.33 MW menor al compararse con la misma contingencia del estado N-1, sin embargo el SAEB no muestra una interacción con la reducción de la ENS en esta contingencia.

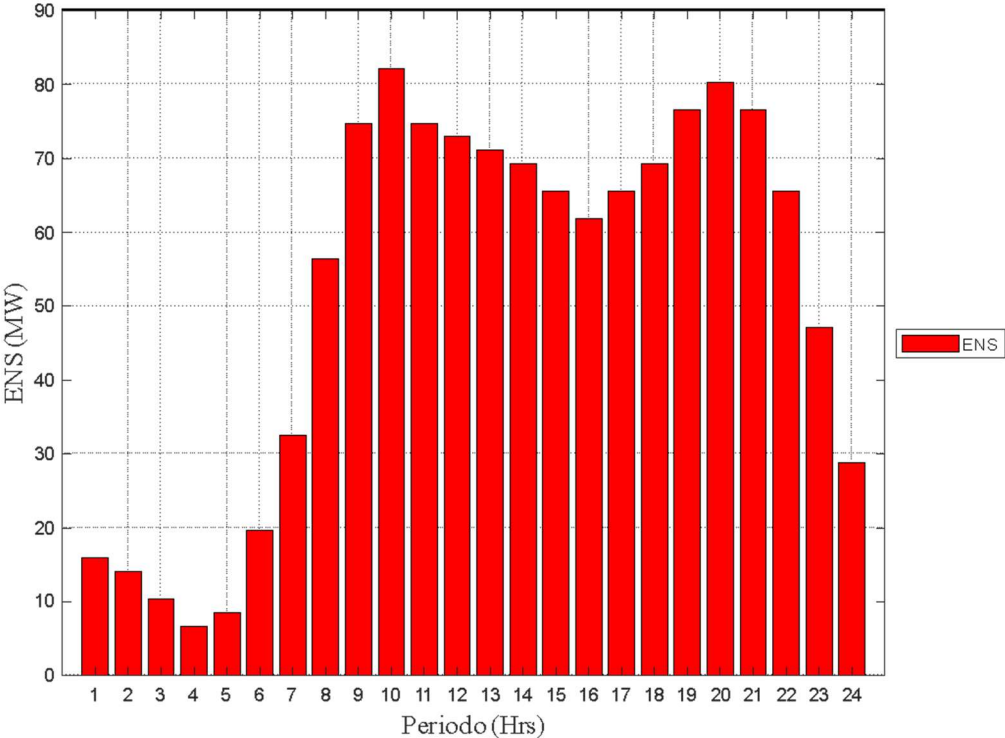


Figura 6.11 ENS de la contingencia 183 del estado N-1 del caso SAEB+DR 118 nodos

Las potencias de salida de las plantas generadoras presentadas en la contingencia 183 del estado N-1 son mostradas en la figura 6.11 donde también es presentada la descarga del SAEB en los periodos 10-12 y 19-20 por lo que se reduce la potencia aportada al sistema por la planta generadora 3 principalmente, siendo esta planta generadora la más cercana al nodo 117, así como en general la reducción de la demanda ocasiona en esta contingencia que las plantas generadoras 3, 11, 16, 26, 29, 30, 37, 40, 45 y 54 a lo largo del sistema la reducción de la potencia aportada por las plantas generadoras disminuye, con lo cual el costo de

operación se ve reducido hasta llegar a \$3,061,800.00 debido a la reducción del costo total de la ENS comparándola con la misma contingencia del caso 1 se tiene una reducción de \$18,329.00 y \$12,746.5 debido a la reducción de la demanda.

En la figura 6.12 se presenta la ENS por periodo de la contingencia 184 del estado N-1 en la cual se encuentra fuera de servicio la línea de transmisión que conecta al nodo 12 y 117, en este último se encuentra ubicado el SAEB, y es apreciado en la figura 6.21 los periodos donde el SAEB se encuentra descargando la energía almacenada, debido a una disminución importante en los períodos 10-13 y 19-20, en el periodo 11 donde se presenta la mayor demanda se presenta una ENS de 9.798 MW logrando el SAEB y el programa de DR una reducción de 10.202 MW de ENS en comparación con la misma contingencia del estado N-1 para el caso Base, para conseguir una ENS total de 346.394 MW en la contingencia 184 obteniendo una reducción de la ENS total 51.99 MW. Por consiguiente, el EENS se redujo hasta 126,433.7.

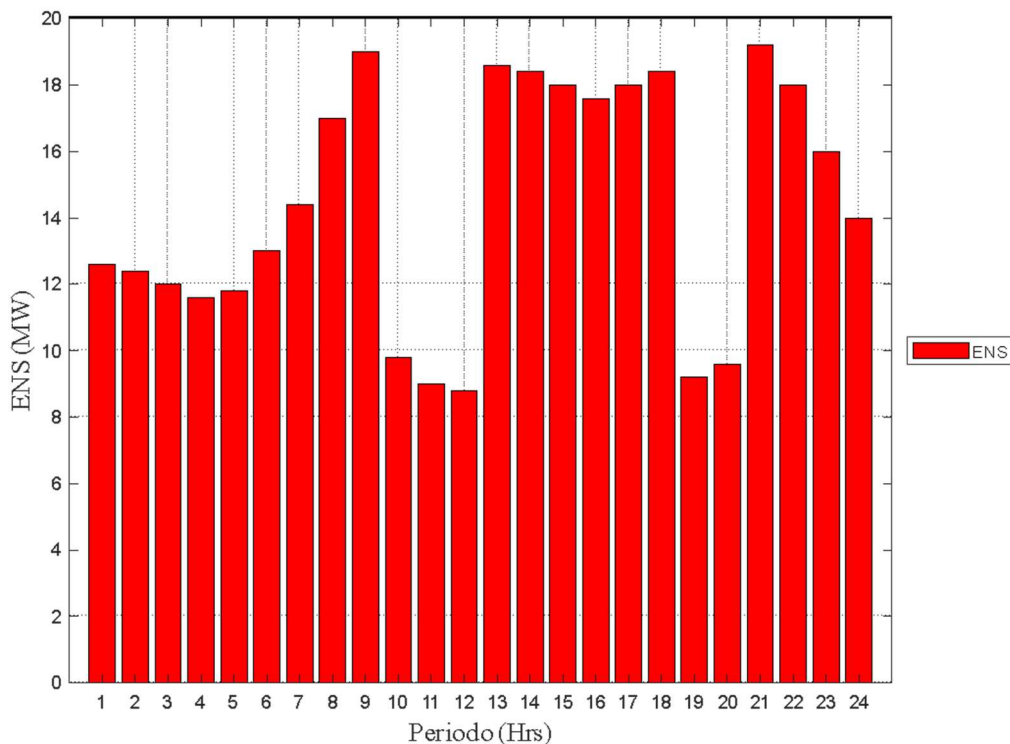


Figura 6.12 ENS de la contingencia 184 del estado N-1 del caso SAEB+DR 118 nodos

En la contingencia 121 la salida de esta línea de transmisión provoca que el nodo 79 no

suministre por completo la demanda por lo cual se presenta la potencia que no pudo ser suministrada como ENS como se aprecia en la figura 6.13, en el periodo 11 la ENS llego a 4.8 MW, logrando un total de 45 MW para los 24 periodos, al reducir la ENS se presenta también una reducción del EENS que llega hasta un valor de 16,422.37 MW/ año comparando todos los índices con la misma contingencia del caso Base.

La reducción de la demanda se da principalmente por parte del programa de respuesta a la demanda, debido a que el SAEB no tiene un cambio en la ENS presentada en el nodo 78, al descargar la energía almacenada como se aprecia en la figura 6.13, el costo de operación de la contingencia 121 es de \$1,859,500.00, siendo también reduciendo el costo en \$ 24,100.00.

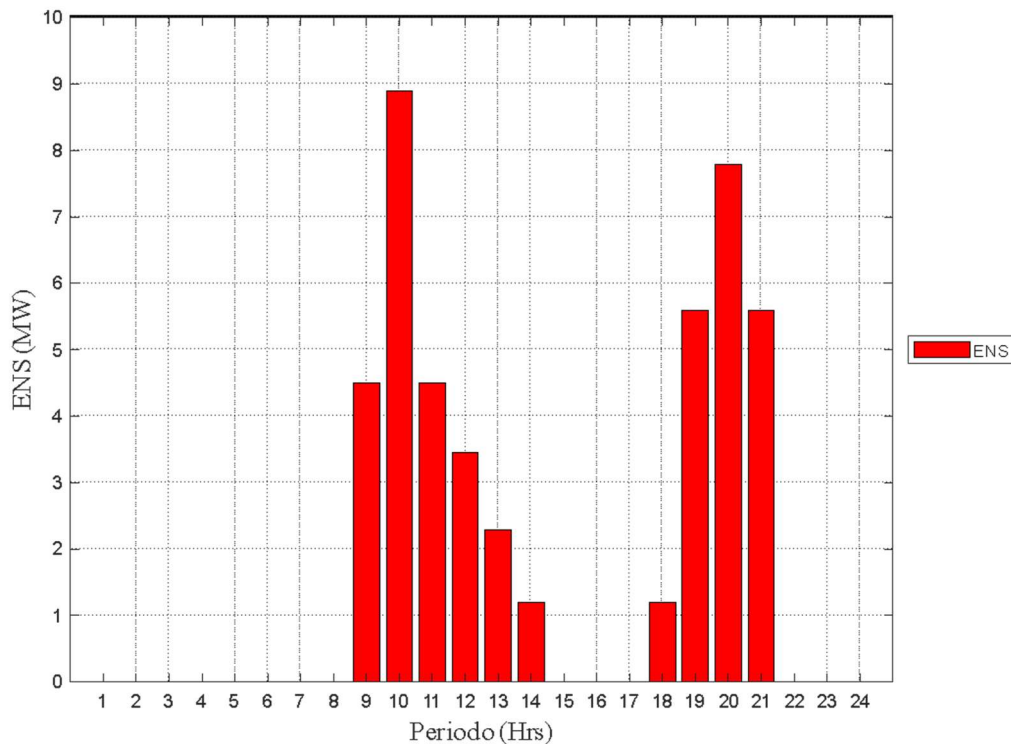


Figura 6.13 ENS de la contingencia 121 del estado N-1 del caso SAEB+DR 118 nodos

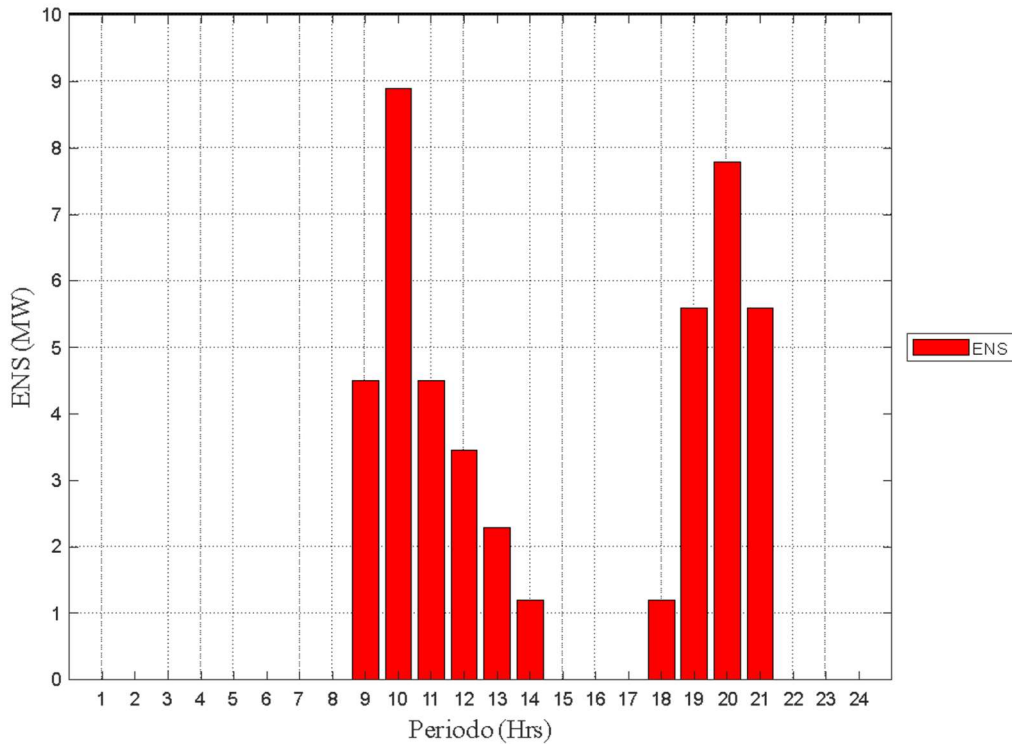


Figura 6.14 ENS de la contingencia 125 del estado SAEB+DR N-1 del caso 118 nodos

La contingencia 125 tiene una respuesta similar a la contingencia presentada anteriormente, al estar fuera de servicio la línea 125 la línea 121 se congestiona y debido a esto el nodo 78 no puede suministrar la potencia demandada en los periodos de mayor demanda, por lo cual se presenta ENS a partir del periodo 9, al reducirse la demanda principalmente debido al programa de respuesta a la demanda se reduce la ENS en los periodos 11 y 12 como se aprecia en la figura 6.14, llegando en el periodo 11 a 4.8 MW de ENS y un total de ENS igual a 45 MW a lo largo de los 24 periodos, con lo cual se llega un EENS igual a 16,422.37 reportados en la tabla 6.3, presentándose reducciones en todos los índices en comparación con la tabla 6.1, El costo de operación a comparación con la contingencia anterior es mayor debido al despacho de plantas generadoras más costosas principalmente una participación mayor de la planta generadora 26, Llegando el costo de operación a \$ 1,861,200.00, presentando una reducción de \$ 24,900.00, de los cuales \$ 10,944.50 son correspondientes a la reducción de ENS, el restante proviene de reducir la demanda del sistema en general.

Tabla 6.4 Contingencias representativas del Estado N-2 caso DR+SAEB del sistema 118 nodos

Estado N-2							
Contingencia	Líneas fuera	Índice PI	p_i	ENS (MW)	LOLP	EENS (MW/año)	Costo de operación (\$)
33671	183,184	31.3257	0.00000317	1593.200	0.00505506	581518	3,395,800.00
33609	183,121	31.3257	0.00000317	1291.800	0.0040988	471507.00	3,105,500.00
33613	183,125	31.2994	0.000000793	1291.800	0.0010247	471507.00	3,107,100.00
33793	184,121	31.2994	0.000000793	391.387	0.0003105	142856.07	2,193,500.00
33797	184,125	31.0913	0.000000793	391.387	0.0003105	142856.07	2,195,200.00

La contingencia 33671 del estado N-2 presenta el índice PI más alto del estado N-2, en la contingencia se encuentran fuera de servicio las líneas de transmisión 183 y 184 presentándose los 2 escenarios que más generan ENS en el estado N-1, presentándose en la figura 6.15 la ENS generada en la contingencia 33671 siendo apreciable una reducción principalmente en el periodo 11 donde se registran 83.9 MW de ENS teniendo una diferencia de 20.5 MW con la misma contingencia del caso Base, obteniendo una ENS total en los 24 periodos de 1593.2 teniendo una reducción de 70.3 MW.

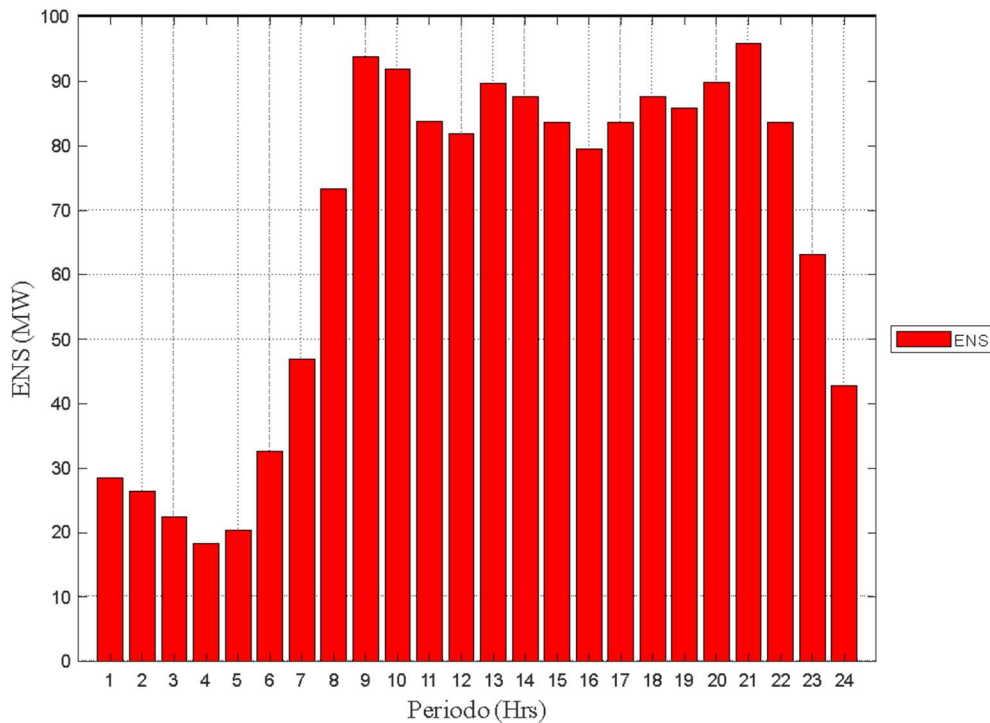


Figura 6.15 ENS de la contingencia 33671 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos

Al reducirse la ENS en la contingencia 33671 se obtiene una probabilidad de pérdida de carga de 0.05055 reportado en la tabla 6.4 así como la EENS de 581,518 MW/año teniendo una importante reducción de 25,656.0 MW al año y logrando a esto un costo de operación de \$ 3,476,786.8 obteniendo costo menor que la misma contingencia del caso Base por \$ 81,000.00 menos.

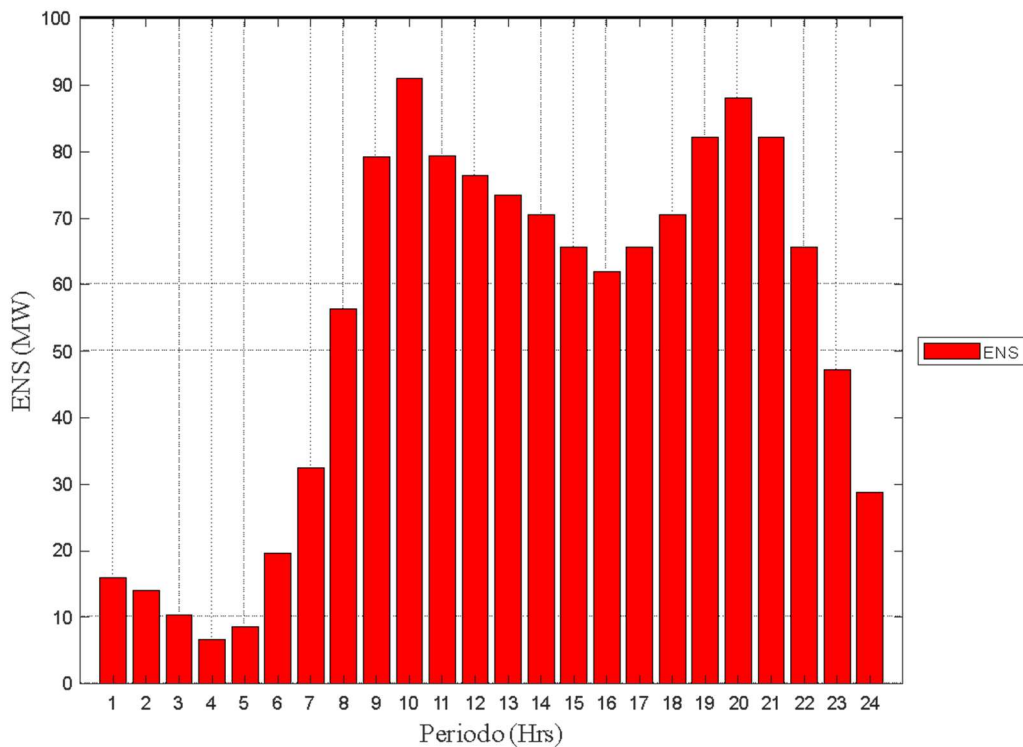


Figura 6.16 ENS de la contingencia 33609 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos

En la contingencia 33609 se tienen fuera las líneas de transmisión 183 y 121, donde los nodos 116 y 79 presentan una ENS debido a que el primero se encuentra aislado y el nodo 79 no puede suministrar toda su demanda debido a la congestión en la línea 125, siendo en la figura 6.16 reportada la ENS generada en la contingencia, mostrándose en el periodo 11 una ENS de 79 MW para obtener una ENS total de 1321.1 a lo largo de los 24 periodos, la reducción proviene por el programa DR debido a que el SAEB con su descarga no ayuda a reducir la ENS debido a que no se presenta ninguna en el área cercana al nodo 117 donde se ubica. La probabilidad de pérdida de carga se ve reducida hasta llegar al valor de 0.00409 así como la EENS alcanzando un valor de 471,507 MW/año ambos reportados en la tabla 6.3, el costo operacional de la contingencia tiene una reducción de \$ 41,800.00 para obtener un valor final

de \$ 3,107,100.00

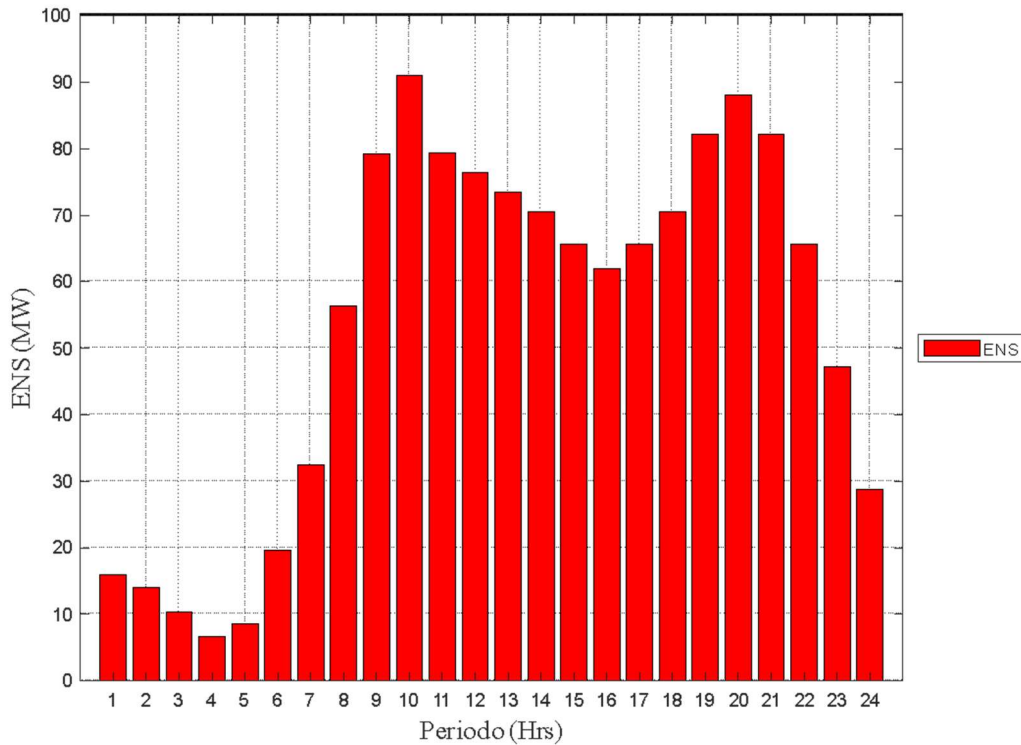


Figura 6.17 ENS de la contingencia 33613 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos

La contingencia 33613 presenta un caso similar al de la contingencia 33609, comparando las figuras 6.16 y 6.17, el nodo 116 queda aislado y genera ENS al no poder suministrar toda la demanda, pero en esta contingencia al nodo 78 no se le puede suministrar la potencia demandada debido a una congestión en la línea 121, en esta contingencia el programa DR logra una reducción en la ENS en los periodos 11 y 12 para un total de 1291.8 MW, con una probabilidad de pérdida de carga de 0.0010247 siendo menor a la contingencia anterior a pesar de tener la misma ENS por la probabilidad de ocurrencia y un costo de operación de \$ 3,149,400.00 siendo \$ 42,300.00 más barato que la misma contingencia del caso Base, en comparación con la contingencia anteriormente presentada es ligeramente más costosa debido a un mayor aportación por la planta generadora 26 que tiene un costo de operación mas alto

El escenario que presenta la contingencia 33793 donde las líneas de transmisión 184 y 121 se encuentran fuera de servicio, lo que provoca que se presente ENS por el aislamiento del

nodo 117, así como por la congestión de la línea 121 en el nodo 78 no se puede suministrar la demanda en su totalidad, en la figura 6.18 siendo presentada la ENS de la contingencia 33793, donde en el periodo 11 y 12 presentan la mayor reducción, consiguiendo un total de 391.4 MW de ENS a lo largo de los 24 periodos, comparándolo con la misma contingencia del caso 1 se tiene una reducción de la ENS de 62.9 MW, por lo cual el LOLP también se redujo hasta un valor de 0.0003105 y finalmente la EENS llego hasta el valor de 142,856.07 MW valores que se encuentran reportados en la tabla 6.4, la reducción de la ENS proviene de la participación de ambos sistemas, para obtener un costo de operación de \$ 2,193,500.00, Consiguiendo una reducción de \$ 74,000.00 en el costo de operación

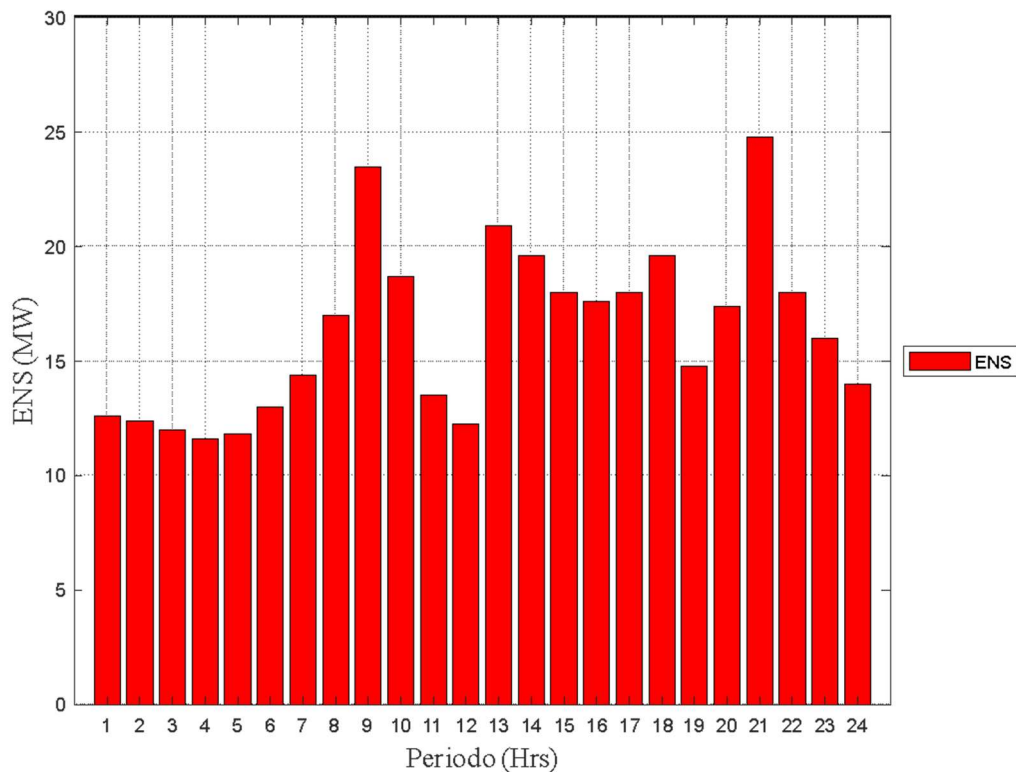


Figura 6.18 ENS de la contingencia 33793 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos

La contingencia 33797 presenta un escenario similar a la contingencia 33793 debido a que en esta contingencia 33797 se analiza el sistema cuando las líneas de transmisión 184 y 125 se encuentran fuera de servicio, con lo cual el nodo 117 se encuentra aislado del sistema y su demanda se convierte en ENS, y el nodo 78 no puede suministrar toda la potencia demandada debido a que la línea 121 se encuentra congestionada y la potencia que no puede ser

suministrada es considerada ENS.

En la figura 6.19 es presentada la ENS por periodo, donde en el periodo 11 se presenta una ENS de 13.5 MW logrando una reducción de 16.5 MW, obteniendo un ENS total de 391.39 MW/día, por lo cual el LOLP de la contingencia alcanza el valor de 0.0003105 y la EENS a 142,856.07 MW/año valores reportados en la tabla 6.4, las contingencias 33797 y 33793 tienen la misma ENS, LOLP y EENS, pero el costo de operación es distinto por una pequeña cantidad, La diferencia en el costo de operación de ambas contingencias llega a \$ 1700.00, esto debido a un cambio en las potencias entregadas por parte de las plantas generadoras.

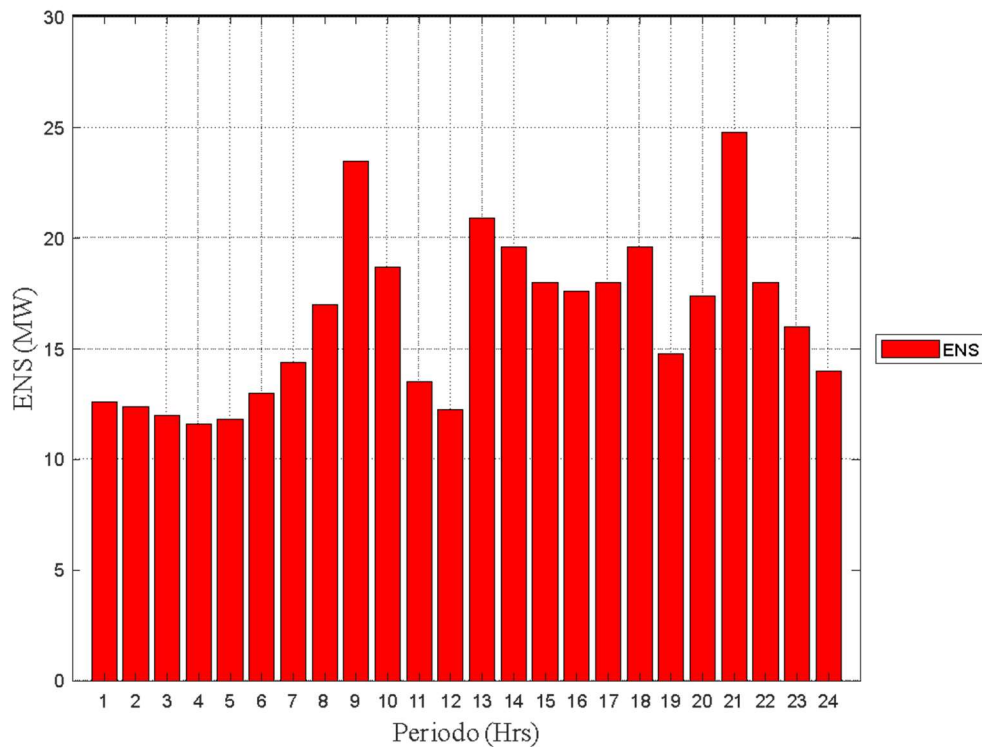


Figura 6.19 ENS de la contingencia 33797 del estado N-2 del caso SAEB+DR 118 nodos

6.3 Conclusiones del capítulo

Al realizar el análisis de contingencias del sistema de 118 nodos IEEE fue necesario analizar las diferentes contingencias mediante el índice PI que indicaría las contingencias más severas del caso, siendo las contingencias 183,184,121,125 y 51 para el estado N-1, para el estado N-2 son 33671, 33609, 33613, 33793 y 33797.

Debido a la alta redundancia del sistema, a que los nodos de carga cuentan con una demanda

relativamente baja y que los nodos PV que cuentan con plantas generadoras de mayor capacidad son los nodos en los que la demanda es más alta que el sistema presento solo 4 contingencias con ENS en el estado N-1 siendo las primeras 4 nombradas por el índice PI, y aunque en el estado N-2 se presentaron más contingencias con ENS, las 5 elegidas según el índice PI presentan un alto ENS.

En este trabajo las contingencias presentadas contaban costos de operación altos, pero con pocas probabilidades ocurrencia, así como una baja probabilidad de pérdida de carga con excepción de la contingencia 183. Las consideraciones hechas en este trabajo para la inclusión del SAEB y el DR, específicamente el SAEB no fueron tan impactantes como si lo fueron los del programa DR, viendo la ENS de la contingencia 183 del caso 1 y caso 2 teniendo una reducción de 18.3 MW, que corresponde únicamente al DR, el SAEB al localizarse en otro nodo no reduce la ENS, LOLP, en menor medida el costo de operación debido a que reduce la entrega de potencia al sistema por parte de una planta generadora de mayor costo. El mismo comportamiento se aprecia en el escenario presentado por la contingencia 121 y 125, que son bastante similares en los cuales el SAEB tampoco ayuda a reducir la ENS, LOLP ni EENS, solo el costo de operación en menor medida. Pero en la contingencia 121 se tiene entre los 2 sistemas una reducción considerable de 52 MW en la ENS, de 0.036 el LOLP y el costo de operación \$63,300.00 siendo la reducción más grande para el estado N-1, la combinación de ambos sistemas no logra eliminar la ENS pero si reducirla en una gran medida por lo cual, aumentar las dimensiones del SAEB para poder aumentar la potencia de descarga y en el caso del DR aumentar la participación por parte de los usuarios lograra una mejor respuesta del sistema.

En el estado N-2 las contingencias 33671, 33793 y 33797 el SAEB y DR logran una reducción aun mayor que la presentada en el estado N-1, llegando en la contingencia 33671 a reducir 70.3 MW la ENS, 25,659.5 MW la EENS, debido a su baja probabilidad de ocurrencia el impacto en el LOLP es despreciable, sin embargo, en el costo operacional se tiene una reducción de \$ 81,000.00 siendo el resultado más significativo de entre las contingencias de N-2.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

En los capítulos anteriores se desarrolló un modelo matemático para realizar el análisis de confiabilidad al añadir sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías y programas de respuesta a la demanda. Se analizaron los impactos de los índices para las diferentes contingencias que podrían suceder en el sistema para los estados hasta N-2.

7.1 Conclusiones de la tesis

De los resultados presentados en los capítulos anteriores en este trabajo de tesis se concluye lo siguiente:

La inclusión del SAEB y programas que manejen la demanda de un SEP, presentan un incremento en la complejidad de los estudios de confiabilidad en los sistemas de potencia, debido a que deben realizar más estudios adicionales como lo son dimensionamiento, localización y si son usados juntos debería usarse un método de optimización para conseguir el mayor beneficio de ambos el SAEB y DR.

Los resultados muestran que el SAEB y DR son capaces de mejorar la confiabilidad del sistema de potencia basados en los resultados de los índices LOLP, ENS y EENS sin embargo en base a los resultados del último caso de estudio el SAEB presenta mejores resultados en sistemas pequeños o en ciertas áreas de un sistema más grande y el CPP muestra un resultado a lo largo de todo el sistema de potencia pero en menor medida, reduciendo la congestión en algunos estados de contingencia, la probabilidad de pérdida de carga, la ENS y mejorando el costo de operación. Por lo cual usarlos para complementarse y lograr mejores resultados juntos resalta la necesidad de añadir un método de optimización para su uso en conjunto cuando se encuentran desplegados en el mismo sistema de potencia.

Mediante el uso de los programas de DR y el SAEB se pueden descongestionar líneas de transmisión, con lo cual se puede retrasar la inversión en nuevas líneas de transmisión, por

lo cual este modelo podría usarse para analizar el problema de la expansión de la red de transmisión.

7.2 Aportaciones

La aportación del presente trabajo de tesis es el modelo matemático para realizar el análisis de confiabilidad al añadir sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías y programas de respuesta a la demanda desde el punto de vista del operador de la red.

7.3 Trabajos futuros

En base a los resultados presentados, se presentan algunos temas de interés para trabajos futuros:

- Este trabajo se consideró la inclusión del programa DR CPP. Sin embargo, con el modelo DCOPF propuesto es posible hacer la implementación de diferentes programas de DR, como lo son el control directo de carga (Direct Load Control) y Tiempo de Uso (Time Of Use).
- La inclusión del efecto de las pérdidas en las líneas de transmisión.
- En esta tesis no se consideraron las rampas de los generadores, lo cual permite a los generadores re despacharse ante una contingencia, en la vida real esto es complicado desde el contexto de un ambiente regulado. Por lo cual se plantea integrar las rampas arriba/abajo en los generadores.
- Incluir las reservas operativas del sistema.
- La alta intermitencia de los generadores renovables permitiría adaptar el modelo de DCOPF propuesto en un contexto estocásticos para analizar los efectos de la EENS.

Referencias bibliográficas

- [1]. T. P. Hughes, *Networks of power: electrification in Western society, 1880-1930*. JHU Press, 1993.
- [2]. "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation: 1982-7," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1555-1564, Nov. 1988, doi: 10.1109/59.192965.
- [3]. R. Billinton, R. Allan, "Power system reliability in perspective", *IEEJ. Electronics Power*, 30 (1984), pp. 231-6.
- [4]. Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016 – 2017
- [5]. H. Jabir, J. Teh, D. Ishak, Abunima, "H. Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems: A Review". *Energies* 2018, 11, 1050. <https://doi.org/10.3390/en11051050>
- [6]. Q. Xu et al., "A Decentralized Dynamic Power Sharing Strategy for Hybrid Energy Storage System in Autonomous DC Microgrid," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 7, pp. 5930-5941, July 2017, doi: 10.1109/TIE.2016.2608880.
- [7]. X. Xu, M. Bishop, D. G. Oikarinen, C. Hao, "Application and modeling of battery energy storage in power systems," in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 2, no. 3, pp. 82-90, Sept. 2016, doi: 10.17775/CSEEJPES.2016.00039.
- [8]. N. Zhang, C. Kang, J. Xiao, H. Li, and S. Wang, "Review and prospect of wind power capacity credit," *Proceedings of the CSEE*, vol. 35, no. 1, pp. 82-94, Jan. 2015
- [9]. Z. Parvini, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad and M. Moeini-Aghaie, "Operational Reliability Studies of Power Systems in the Presence of Energy Storage Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 3691-3700, July 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2771521.
- [10]. R. Billinton, R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems 2013", Plenum: New York, NY, USA, 1984.
- [11]. J. Teh, C. Ming Lai, "Reliability impacts of the dynamic thermal rating and battery energy storage systems on wind-integrated power networks", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Volume 20, 2019, 100268, ISSN 2352-4677.
- [12]. H. Koh, P. Wang, F. H. Choo, K. Tseng, Z. Gao and H. B. Püttgen, "Operational Adequacy Studies of a PV-Based and Energy Storage Stand-Alone Microgrid," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 892-900, March 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2334603.
- [13]. X. Gong, C. Wang, Jiang, M. Shahidehpour, X. Liu and Z. Zhu, "Security-Constrained Optimal Sizing and Siting of BESS in Hybrid AC/DC Microgrid Considering Post-Contingency Corrective Rescheduling," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, doi: 10.1109/TSSTE.2021.3080707.
- [14]. M. Farihan & J. Teh, "Impacts of Energy Storage System on Power System Reliability: A Systematic Review," *Energies*, Vol. 11, no 7, p. 1749. Jul. 2018.
- [15]. L. Maeyaert, L. Vandeveld, T. Döring, "Battery Storage for Ancillary Services in Smart Distribution Grids", *Journal of Energy Storage*, Volume 30, 2020, 101524, ISSN 2352-152X,
- [16]. J. Hui-Won, J. Cha, O. Ungjin, J. Choi, "Reliability Assessment of BESS integrated with PCS by Using Operation Data", *IFAC-PapersOnLine*, Volume 49, Issue 27, 2016, Pages 235-237,
- [17]. Q. Xu et al., "A Decentralized Dynamic Power Sharing Strategy for Hybrid Energy Storage System in Autonomous DC Microgrid," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 7, pp. 5930-5941, July 2017, doi: 10.1109/TIE.2016.2608880.
- [18]. X. Xu, M. Bishop, D. G. Oikarinen and C. Hao, "Application and modeling of battery energy storage in power systems," in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 2, no. 3, pp. 82-90, Sept. 2016, doi: 10.17775/CSEEJPES.2016.00039.
- [19]. J. Xiao, P. Wang and L. Setyawan, "Hierarchical Control of Hybrid Energy Storage System in DC Microgrids," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 8, pp. 4915-4924, Aug. 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2400419.
- [20]. H. Jabir, J. Teh, I. Dahaman, and A. Hamza, "Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems: A Review" *Energies* 11, 2018., no. 5: 1050.

- [21]. Y. Shi, H. D. Tuan, A. V. Savkin, C. T. Lin, J. G. Zhu, H. V. Poor, "Distributed model predictive control for joint coordination of demand response and optimal power flow with renewables in smart grid", *Applied Energy*, Volume 290, 2021, 116701, ISSN 0306-2619
- [22]. S. Sharma, K.R. Niazi, K. Verma, T. Rawat, "Coordination of different DGs, BESS and demand response for multi-objective optimization of distribution network with special reference to Indian power sector", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 121, 2020, 106074, ISSN 0142-0615.
- [23]. X. Yuan, F. Yang, J. Xu and H. Liu, "Configuration Optimization of Wind-Solar-Storage System considering Demand Response," 2018 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPECS.2018.8443540.
- [24]. M. K. Metwaly and J. Teh, "Probabilistic Peak Demand Matching by Battery Energy Storage Alongside Dynamic Thermal Ratings and Demand Response for Enhanced Network Reliability," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 181547-181559, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3024846.
- [25]. X. Qi, Z. Ji, H. Wu, J. Zhang and L. Wang, "Short-Term Reliability Assessment of Generating Systems Considering Demand Response Reliability," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 74371-74384, 2020,
- [26]. N. Gonzalez, G. Gutierrez, Nodal user's demand response based on incentive-based programs. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* 5, 79-90 (2017)
- [27]. N. G. Cabrera, G. G. Alcaraz and H. T. Hernández, "Structural ENS decomposition based on nodal reliability assessment approach," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 8, pp. 3738-3745, Aug. 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7786358.
- [28]. E. Hooshmand, A. Rabiee, "Energy management in distribution systems, considering the impact of reconfiguration, RESS, ESSs and DR: A trade-off between cost and reliability", *Renewable Energy*, Volume 139, 2019, Pages 346-358, ISSN 0960-1481,
- [29]. R. Billinton, W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods; Springer: New York", NY, USA, 1994.
- [30]. Y. Ding, P. Wang, L. Goel and Q. Wu, "Reliability Assessment of Deregulated Generating Systems Using Reliability Network Equivalent and Pseudo-Sequential Simulation Techniques", 15th PSCC, Session 25, paper1, August 2005.
- [31]. N. Gonzalez, "Mercado de Energia con multiple clases en confiabilidad considerando preferencias de usuarios finales", Tesis de Maestria, Instituto Tecnológico de Morelia, agosto 2010.
- [32]. R. Billinton, S. Kumar, K. Chowdhury, K. Chu, K. Debnath, L. Goel, E. Khan, P. Kos, Nourbakhsh, G. and Oteng-Adjei, J., "A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Data", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989, pp. 1238-1244.
- [33]. [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENyMEM/\(DOF%202016-04-08%20CRE\)%20RES-151-2016%20DAGC%20C3%B3digo%20de%20Red.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENyMEM/(DOF%202016-04-08%20CRE)%20RES-151-2016%20DAGC%20C3%B3digo%20de%20Red.pdf)
- [34]. F. Diaz, G. S. Andreas, "Energy Storage in Power Systems". John Wiley & Sons Ltd., 2016
- [35]. E. Rodrigues, G. Osório, R. Godina, A. Bizuayehu, J. Lujano-Rojas, "Modelling and sizing of NaS (sodium sulfur) battery energy storage system for extending wind power performance in Crete Island", *Energy*, Volume 90, Part 2, 2015, Pages 1606-1617,
- [36]. Q. Qdr, "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them"; U.S. Department of Energy: Washington, DC, USA, 2006.
- [37]. W. W. Kim, J. Shin, S. Y. Kim, J. O. Kim, "Operation scheduling for an energy storage system considering reliability and aging", *Energy*, Volume 141, 2017, Pages 389-397, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.091>.
- [38]. Sources for peak demand data include, California ISO 2015 and 2016 Annual Reports on Market Issues and Performance
- [39]. P. Boonluk, A. Siritaratiwat, P. Fuangfoo, S. Khunkitti, "Optimal Siting and Sizing of Battery Energy Storage Systems for Distribution Network of Distribution System Operators". *Batteries* 2020, 6, 56.
- [40]. <https://www.sdge.com/businesses/savings-center/energy-management-programs/demand-response/critical-peak-pricing>
- [41]. N. Gonzalez, G. Gutierrez. "Effect assessment of demand response on nodal prices by types of classes". *NAPS 2011 - 43rd North American Power Symposium*. 10.1109/NAPS.2011.6024895.

- [42]. S. Wang, W. Lv, J. Zhang, S. Luan, C. Chen, X. Gu, "Method of power network critical nodes identification and robustness enhancement based on a cooperative framework", *Reliability Engineering & System Safety*, Volume 207, 2021, 107313, ISSN 0951-8320,
- [43]. V. Hinojosa, B. Nuques, N. Galleguillos." A simulated rebounding algorithm applied to the multi-stage security-constrained transmission expansion planning in power systems". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 47. 168-180. 10.1016/j.ijepes.2012.10.052.
- [44]. P. Wang, Y. Ding, Y. Xiao (2005) "Technique to evaluate nodal reliability indices and nodal prices of restructured power systems". *IEEE P-Gener Transm Dis* 152(3):390–396

ANEXO A

Anexo 7-1 Datos de las líneas de transmisión para el sistema de prueba de Roy Billinton

Línea	r (p.u.)	x (p.u)	Capacidad (MW)	Disponibilidad (Ac)	Indisponibilidad (Uc)
1	0.0342	0.18	85	0.998287671	0.001712329
2	0.114	0.6	71	0.994292237	0.005707763
3	0.0912	0.48	71	0.99543379	0.00456621
4	0.0228	0.12	71	0.998858447	0.001141553
5	0.0228	0.12	71	0.998858447	0.001141553
6	0.0342	0.18	85	0.998287671	0.001712329
7	0.114	0.6	71	0.994292237	0.005707763
8	0.0228	0.12	71	0.998858447	0.001141553
9	0.0228	0.12	71	0.998858447	0.001141553

Anexo 7-2 Parámetros de los generadores para el sistema de prueba de Roy Billinton

Gen	Nodo	PG ^{Max} (MW)	PG ^{min} (MW)	V _g	C(P) (\$/MWhr)
1	1	110	0	1.05	12
2	2	130	60	1.05	0.5

Anexo 7-3 Datos de las líneas de transmisión para el sistema de 118 nodos IEEE

Línea	r (p.u.)	x (p.u)	Capacidad (MW)	Disponibilidad (Ac)	Indisponibilidad (Uc)
1	0.0303	0.0999	100	0.998287671	0.001712329
2	0.0129	0.0424	100	0.994292237	0.005707763
3	0.00176	0.00798	100	0.99543379	0.00456621
4	0.0241	0.108	100	0.998858447	0.001141553
5	0.0119	0.054	100	0.998858447	0.001141553
6	0.00459	0.0208	100	0.998287671	0.001712329
7	0.00244	0.0305	100	0.994292237	0.005707763
8	0	0.0267	100	0.998858447	0.001141553
9	0.00258	0.0322	100	0.998858447	0.001141553
10	0.0209	0.0688	100	0.998287671	0.001712329
11	0.0203	0.0682	100	0.994292237	0.005707763
12	0.00595	0.0196	100	0.99543379	0.00456621
13	0.0187	0.0616	100	0.998858447	0.001141553
14	0.0484	0.16	100	0.998858447	0.001141553
15	0.00862	0.034	100	0.998287671	0.001712329
16	0.02225	0.0731	100	0.994292237	0.005707763
17	0.0215	0.0707	100	0.998858447	0.001141553
18	0.0744	0.2444	100	0.998858447	0.001141553

19	0.0595	0.195	100	0.998287671	0.001712329
20	0.0212	0.0834	100	0.994292237	0.005707763
21	0.0132	0.0437	100	0.99543379	0.00456621
22	0.0454	0.1801	100	0.998858447	0.001141553
23	0.0123	0.0505	100	0.998858447	0.001141553
24	0.01119	0.0493	100	0.998287671	0.001712329
25	0.0252	0.117	100	0.994292237	0.005707763
26	0.012	0.0394	100	0.998858447	0.001141553
27	0.0183	0.0849	100	0.998858447	0.001141553
28	0.0209	0.097	100	0.998287671	0.001712329
29	0.0342	0.159	100	0.994292237	0.005707763
30	0.0135	0.0492	100	0.99543379	0.00456621
31	0.0156	0.08	100	0.998858447	0.001141553
32	0	0.0382	100	0.998858447	0.001141553
33	0.0318	0.163	100	0.998287671	0.001712329
34	0.01913	0.0855	100	0.994292237	0.005707763
35	0.0237	0.0943	100	0.998858447	0.001141553
36	0	0.0388	100	0.998858447	0.001141553
37	0.00431	0.0504	100	0.998287671	0.001712329
38	0.00799	0.086	100	0.994292237	0.005707763
39	0.0474	0.1563	100	0.99543379	0.00456621
40	0.0108	0.0331	100	0.998858447	0.001141553
41	0.0317	0.1153	100	0.998858447	0.001141553
42	0.0298	0.0985	100	0.998287671	0.001712329
43	0.0229	0.0755	100	0.994292237	0.005707763
44	0.038	0.1244	100	0.998858447	0.001141553
45	0.0752	0.247	100	0.998858447	0.001141553
46	0.00224	0.0102	100	0.998287671	0.001712329
47	0.011	0.0497	100	0.994292237	0.005707763
48	0.0415	0.142	100	0.99543379	0.00456621
49	0.00871	0.0268	100	0.998858447	0.001141553
50	0.00256	0.0094	100	0.998858447	0.001141553
51	0	0.0375	100	0.998287671	0.001712329
52	0.0321	0.106	100	0.994292237	0.005707763
53	0.0593	0.168	100	0.998858447	0.001141553
54	0.00464	0.054	100	0.998858447	0.001141553
55	0.0184	0.0605	100	0.998287671	0.001712329
56	0.0145	0.0487	100	0.994292237	0.005707763
57	0.0555	0.183	100	0.99543379	0.00456621
58	0.041	0.135	100	0.998858447	0.001141553
59	0.0608	0.2454	100	0.998858447	0.001141553

60	0.0413	0.1681	100	0.998287671	0.001712329
61	0.0224	0.0901	100	0.994292237	0.005707763
62	0.04	0.1356	100	0.998858447	0.001141553
63	0.038	0.127	100	0.998858447	0.001141553
64	0.0601	0.189	100	0.998287671	0.001712329
65	0.0191	0.0625	100	0.994292237	0.005707763
66	0.0715	0.323	100	0.99543379	0.00456621
67	0.0715	0.323	100	0.998858447	0.001141553
68	0.0684	0.186	100	0.998858447	0.001141553
69	0.0179	0.0505	100	0.998287671	0.001712329
70	0.0267	0.0752	100	0.994292237	0.005707763
71	0.0486	0.137	100	0.998858447	0.001141553
72	0.0203	0.0588	100	0.998858447	0.001141553
73	0.0405	0.1635	100	0.998287671	0.001712329
74	0.0263	0.122	100	0.994292237	0.005707763
75	0.073	0.289	100	0.99543379	0.00456621
76	0.0869	0.291	100	0.998858447	0.001141553
77	0.0169	0.0707	100	0.998858447	0.001141553
78	0.00275	0.00955	100	0.998287671	0.001712329
79	0.00488	0.0151	100	0.994292237	0.005707763
80	0.0343	0.0966	100	0.998858447	0.001141553
81	0.0474	0.134	100	0.998858447	0.001141553
82	0.0343	0.0966	100	0.998287671	0.001712329
83	0.0255	0.0719	100	0.994292237	0.005707763
84	0.0503	0.2293	100	0.99543379	0.00456621
85	0.0825	0.251	100	0.998858447	0.001141553
86	0.0803	0.239	100	0.998858447	0.001141553
87	0.04739	0.2158	100	0.998287671	0.001712329
88	0.0317	0.145	100	0.994292237	0.005707763
89	0.0328	0.15	100	0.998858447	0.001141553
90	0.00264	0.0135	100	0.998858447	0.001141553
91	0.0123	0.0561	100	0.998287671	0.001712329
92	0.00824	0.0376	100	0.994292237	0.005707763
93	0	0.0386	100	0.99543379	0.00456621

Linea	r (p.u.)	x (p.u.)	Capacidad (MW)	Disponibilidad (Ac)	Indisponibilidad (Uc)
94	0.00172	0.02	100	0.998858447	0.001141553
95	0	0.0268	100	0.998858447	0.001141553
96	0.00901	0.0986	100	0.998287671	0.001712329
97	0.00269	0.0302	100	0.994292237	0.005707763
98	0.018	0.0919	100	0.998858447	0.001141553

99	0.018	0.0919	100	0.998858447	0.001141553
100	0.0482	0.218	100	0.998287671	0.001712329
101	0.0258	0.117	100	0.994292237	0.005707763
102	0	0.037	100	0.99543379	0.00456621
103	0.0224	0.1015	100	0.998858447	0.001141553
104	0.00138	0.016	100	0.998858447	0.001141553
105	0.0844	0.2778	100	0.998287671	0.001712329
106	0.0985	0.324	100	0.994292237	0.005707763
107	0	0.037	100	0.998858447	0.001141553
108	0.03	0.127	100	0.998858447	0.001141553
109	0.00221	0.4115	100	0.998287671	0.001712329
110	0.00882	0.0355	100	0.994292237	0.005707763
111	0.0488	0.196	100	0.99543379	0.00456621
112	0.0446	0.18	100	0.998858447	0.001141553
113	0.00866	0.0454	100	0.998858447	0.001141553
114	0.0401	0.1323	100	0.998287671	0.001712329
115	0.0428	0.141	100	0.994292237	0.005707763
116	0.0405	0.122	100	0.998858447	0.001141553
117	0.0123	0.0406	100	0.998858447	0.001141553
118	0.0444	0.148	100	0.998287671	0.001712329
119	0.0309	0.101	100	0.994292237	0.005707763
120	0.0601	0.1999	100	0.99543379	0.00456621
121	0.00376	0.0124	100	0.998858447	0.001141553
122	0.00546	0.0244	100	0.998858447	0.001141553
123	0.017	0.0485	100	0.998287671	0.001712329
124	0.0294	0.105	100	0.994292237	0.005707763
125	0.0156	0.0704	100	0.998858447	0.001141553
126	0.00175	0.0202	100	0.998858447	0.001141553
127	0	0.037	100	0.998287671	0.001712329
128	0.0298	0.0853	100	0.994292237	0.005707763
129	0.0112	0.03665	100	0.99543379	0.00456621
130	0.0625	0.132	100	0.998858447	0.001141553
131	0.043	0.148	100	0.998858447	0.001141553
132	0.0302	0.0641	100	0.998287671	0.001712329
133	0.035	0.123	100	0.994292237	0.005707763
134	0.02828	0.2074	100	0.998858447	0.001141553
135	0.02	0.102	100	0.998858447	0.001141553
136	0.0239	0.173	100	0.998287671	0.001712329
137	0.0139	0.0712	100	0.994292237	0.005707763
138	0.0518	0.188	100	0.99543379	0.00456621
139	0.0238	0.0997	100	0.998858447	0.001141553

140	0.0254	0.0836	100	0.998858447	0.001141553
141	0.0099	0.0505	100	0.998287671	0.001712329
142	0.0393	0.1581	100	0.994292237	0.005707763
143	0.0387	0.1272	100	0.998858447	0.001141553
144	0.0258	0.0848	100	0.998858447	0.001141553
145	0.0481	0.158	100	0.998287671	0.001712329
146	0.0223	0.0732	100	0.994292237	0.005707763
147	0.0132	0.0434	100	0.99543379	0.00456621
148	0.0356	0.182	100	0.998858447	0.001141553
149	0.0162	0.053	100	0.998858447	0.001141553
150	0.0269	0.0869	100	0.998287671	0.001712329
151	0.0183	0.0934	100	0.994292237	0.005707763
152	0.0238	0.108	100	0.998858447	0.001141553
153	0.0454	0.206	100	0.998858447	0.001141553
154	0.0648	0.295	100	0.998287671	0.001712329
155	0.0178	0.058	100	0.994292237	0.005707763
156	0.0171	0.0547	100	0.99543379	0.00456621
157	0.0173	0.0885	100	0.998858447	0.001141553
158	0.0397	0.179	100	0.998858447	0.001141553
159	0.018	0.0813	100	0.998287671	0.001712329
160	0.0277	0.1262	100	0.994292237	0.005707763
161	0.0123	0.0559	100	0.998858447	0.001141553
162	0.0246	0.112	100	0.998858447	0.001141553
163	0.016	0.0525	100	0.998287671	0.001712329
164	0.0451	0.204	100	0.994292237	0.005707763
165	0.0466	0.1584	100	0.99543379	0.00456621
166	0.0535	0.1625	100	0.998858447	0.001141553
167	0.0605	0.229	100	0.998858447	0.001141553
168	0.00994	0.0378	100	0.998287671	0.001712329
169	0.014	0.0547	100	0.994292237	0.005707763
170	0.053	0.183	100	0.998858447	0.001141553
171	0.0261	0.0703	100	0.998858447	0.001141553
172	0.053	0.183	100	0.998287671	0.001712329
173	0.0105	0.0288	100	0.994292237	0.005707763
174	0.03906	0.1813	100	0.99543379	0.00456621
175	0.0278	0.0762	100	0.998858447	0.001141553
176	0.022	0.0755	100	0.998858447	0.001141553
177	0.0247	0.064	100	0.998287671	0.001712329
178	0.00913	0.0301	100	0.994292237	0.005707763
179	0.0615	0.203	100	0.998858447	0.001141553
180	0.0135	0.0612	100	0.998858447	0.001141553

181	0.0164	0.0741	100	0.998287671	0.001712329
182	0.0023	0.0104	100	0.994292237	0.005707763
183	0.00034	0.00405	100	0.99543379	0.00456621
184	0.0329	0.14	100	0.998858447	0.001141553
185	0.0145	0.0481	100	0.998858447	0.001141553
186	0.0164	0.0544	100	0.998287671	0.001712329

Anexo 7-4 Parámetros de los generadores para el sistema 118 nodos IEEE

Gen	nodo	PG^{Max} (MW)	PG^{min} (MW)	V_g	$C(P)$ (\$/MWhr)
1	1	100	0	0.955	40
2	4	100	0	0.998	40
3	6	100	0	0.99	40
4	8	100	0	1.015	40
5	10	550	0	1.05	20
6	12	185	0	0.99	20
7	15	100	0	0.97	40
8	18	100	0	0.973	40
9	19	100	0	0.962	40
10	24	100	0	0.992	40
11	25	320	0	1.05	20
12	26	414	0	1.015	20
13	27	100	0	0.968	40
14	31	107	0	0.967	20
15	32	100	0	0.963	40
16	34	100	0	0.984	40
17	36	100	0	0.98	40
18	40	100	0	0.97	40
19	42	100	0	0.985	40
20	46	119	0	1.005	20
21	49	304	0	1.025	20
22	54	148	0	0.955	20
23	55	100	0	0.952	40
24	56	100	0	0.954	40
25	59	255	0	0.985	20
26	61	260	0	0.995	20
27	62	100	0	0.998	40
28	65	491	0	1.005	20
29	66	492	0	1.05	20

30	69	805.2	0	1.035	20
31	70	100	0	0.984	40
32	72	100	0	0.98	40
33	73	100	0	0.991	40
34	74	100	0	0.958	40
35	76	100	0	0.943	40
36	77	100	0	1.006	40
37	80	577	0	1.04	20
38	85	100	0	0.985	40
39	87	104	0	1.015	20
40	89	707	0	1.005	20
41	90	100	0	0.985	40
42	91	100	0	0.98	40
43	92	100	0	0.99	40
44	99	100	0	1.01	40
45	100	352	0	1.017	20
46	103	140	0	1.01	20
47	104	100	0	0.971	40
48	105	100	0	0.965	40
49	107	100	0	0.952	40
50	110	100	0	0.973	40
51	111	136	0	0.98	20
52	112	100	0	0.975	40
53	113	100	0	0.993	40
54	116	100	0	1.005	40