



Decanato de Posgrado

**Trabajo final para optar por el Título de
Maestría en Ingeniería Eléctrica mención Potencia**

Título

**Propuesta de remuneración para el servicio de soporte de tensión y
soporte de reactivos en el SENI**

Sustentante

Ignacio de Jesús Toribio de los Santos

2019-0523

Profesor:

Emilio J. Contreras, MSEE, MBA

Santo Domingo, D.N.

Abril, 2021

ÍNDICE DE CONTENIDO

Índice de Contenido	ii
Índice de Tablas	vi
Índice de Figuras.....	viii
Índice de Símbolos.....	xi
Resumen	1
Introducción	1
Capítulo I: Marco teórico.....	4
1.1 Antecedentes de la investigación.....	4
1.2 Bases teóricas	11
1.2.1 Equipos usados para suplir reactivos y control de tensión .	12
1.2.1.1 Generadores	12
1.2.1.2 Condensadores síncronos.....	14
1.2.1.3 Compensador estáticos de Var (SVC).....	15
1.2.1.4 Compensador estáticos síncrono (STATCOM)	15
1.2.1.5 Generación distribuida.....	16
1.2.1.6 Transformadores	16
1.2.1.7 Capacitores e inductores.....	17
1.2.2 Métodos de remuneración de reactivos.....	17

1.2.2.1	Mecanismos de remuneración mandatorios.....	18
1.2.2.1.1	CAISO	18
1.2.2.1.2	NYISO	19
1.2.2.1.3	ISO-NE	19
1.2.2.1.4	PJM	19
1.2.2.1.5	NGESO	20
1.2.2.2	Mecanismos de remuneración contractuales	20
1.2.2.2.1	NGESO	21
1.2.2.2.2	AEMO.....	21
1.2.2.3	Otros mecanismos de remuneración.....	22
1.2.3	Modelos de costos de potencia reactiva	22
1.2.3.1	Costos Fijos.....	22
1.2.3.2	Costos Variables	23
1.2.4	Esquema de remuneración actual en el SENI	24
1.2.4.1	Centrales termoeléctricas despachadas forzadas por el servicio de Soporte de Reactivos y Control de Tensión (SRCT).....	24
1.2.4.2	Centrales termoeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso	25
1.2.4.3	Centrales hidroeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso	25

1.2.4.4	Centrales hidroeléctricas operando como condensadores síncronos	26
1.2.4.5	Centrales operando por debajo de la energía reactiva base	26
1.2.4.6	Otros aspectos relevantes.....	26
1.3	Definición de términos básicos	27
Capítulo II: Propuesta de solución		27
2.1	Objetivos de la propuesta	28
2.2	Esquema de remuneración propuesto para el servicio de regulación de tensión y soporte de reactivos	29
2.2.1	Centrales despachadas por orden de mérito que ofrecen el servicio de SRCT	30
2.2.2	Centrales limitadas en su producción de potencia activa por SRCT	30
2.2.3	Centrales hidroeléctricas operando como condensador síncrono	31
2.2.4	Centrales térmicas despachadas forzadas por SRCT.....	31
2.2.5	Centrales despachadas forzadas con múltiples servicios incluyendo el SRCT.....	32
Capítulo III: Metodología		32

3.1	Proceso Metodológico	32
3.1.1	Etapas del proceso metodológico.....	33
3.1.2	Modelo de costo y consideraciones para su cálculo.....	40
3.2	Herramientas Computacionales para el procesamiento de la información	43
	Capitulo IV: Resultados	47
	Capitulo V: Discusión.....	54
	Conclusiones	56
	Recomendaciones	57
	Anexos.....	59
	Referencias.....	86

Índice de Tablas

Tabla 1. Escenarios de demanda	36
Tabla 2. Contingencia n-1 aplicada en los escenarios de demanda	37
Tabla 3. Resultados OPF escenario sin contingencia.....	38
Tabla 4. Resultados OPF escenarios con contingencia.....	39
Tabla 5. Días con peores condiciones de voltaje en el SENI en el año 202040	
Tabla 6. Coeficientes de costos para potencia activa por central	42
Tabla 7. Resultados remuneración actual escenario sin contingencia OPF Minimización pérdidas totales	47
Tabla 8. Resultados remuneración actual escenario sin contingencia OPF Maximización reserva reactiva.....	48
Tabla 9. Resultados remuneración actual escenario con contingencia OPF Minimización pérdidas totales	50
Tabla 10. Resultados remuneración actual escenario con contingencia OPF Maximización reserva reactiva.....	51
Tabla 11. Datos de líneas de transmisión en Power Factory	60
Tabla 12. Datos de los transformadores en Power Factory	61
Tabla 13. Datos de las centrales generadoras	61
Tabla 14. Límites de potencia para las centrales en Power Factory.....	62
Tabla 15. Coeficientes de costos para potencia reactiva por central	62
Tabla 16. Datos para aproximación de CVP para el SENI.....	65
Tabla 17. Resultados aproximación de CVP para el SENI	65

Tabla 18. Costo variable de producción centrales SENI 10-03-2020.....	65
Tabla 19. Costo variable de producción centrales SENI 23-08-2020.....	67
Tabla 20. Análisis de contingencia escenario demanda base extraído de Power Factory.....	81
Tabla 21. Análisis de contingencia escenario demanda máxima extraído de Power Factory.....	82
Tabla 22. Análisis de contingencia escenario demanda mínima extraído de Power Factory.....	83

Índice de Figuras

Figura 1. Tiempo en violación del requerimiento normativo de calidad de voltaje	2
Figura 2. Porcentaje del tiempo dentro del requerimiento normativo de calidad de voltaje	3
Figura 3. Curva de Capacidad de un generador síncrono con zonas de operación de acuerdo con remuneración propuesta.....	13
Figura 4. Diagrama Unifilar SEP 39 Barras	35
Figura 5. Curvas de costos de energía activa para los generadores	42
Figura 6. Curvas de costos de energía reactiva para generadores con FP de 0.9.....	43
Figura 7. Curvas de costos de energía reactiva para generadores con FP de 0.5.....	43
Figura 8. Aumentos de costos operativos porcentuales por escenario simulado	53
Figura 9. Aumento de costos operativos programados SENI para el 10-03-2020.....	53
Figura 10. Aumento de costos operativos programados SENI para el 23-08-2020.....	54
Figura 11. Perfil de tensión escenario demanda base OPF Min. Pérdidas con contingencia.....	70
Figura 12. Perfil de tensión escenario demanda base OPF Min. Pérdidas sin contingencia.....	71

Figura 13. Perfil de tensión escenario demanda base OPF Max. Reserva Q con contingencia.....	72
Figura 14. Perfil de tensión escenario demanda base OPF Max. Reserva Q sin contingencia.....	73
Figura 15. Perfil de tensión escenario demanda máxima OPF Min. Pérdidas con contingencia.....	74
Figura 16. Perfil de tensión escenario demanda máxima OPF Min. Pérdidas sin contingencia	75
Figura 17. Perfil de tensión escenario demanda máxima OPF Max. Reserva Q con contingencia.....	76
Figura 18. Perfil de tensión escenario demanda máxima OPF Max. Reserva Q sin contingencia	77
Figura 19. Perfil de tensión escenario demanda mínima OPF Min. Pérdidas con contingencia.....	78
Figura 20. Perfil de tensión escenario demanda mínima OPF Min. Pérdidas sin contingencia.....	79
Figura 21. Perfil de tensión escenario demanda mínima OPF Max. Reserva Q con contingencia.....	80
Figura 22. Perfil de tensión escenario demanda mínima OPF Max. Reserva Q sin contingencia	81
Figura 23. Diagrama de flujo proceso de obtención resultados de escenarios simulados.....	84

Figura 24. Diagrama de flujo proceso de obtención resultados en base a datos programados..... 85

Índice de Símbolos

$CKVArh_{nt}$	es el costo del equipamiento de energía reactiva al nivel de tensión “nt”
$QEE_{i,j}; Q_{EE(ih)}$	es la potencia reactiva en exceso ($QEE_{i,j} = Q_{gen_{i,j}} - ERB_i$)
ERB_i	es la energía reactiva base cuando el factor de potencia es 0.85
$P_{Gen_{i,j}}; P_{gen(ih)}; P$	es la potencia activa generada en el periodo j (h) para la central i
$CVP_i; CVP_{(i)}$	es el costo variable de producción para la central i
$CMG_{b,i,j}; CMG_{(h)}$	es el costo marginal para la barra b y el periodo j (h)
$PotRec_i$	es la potencia activa reconocida de la central i
$EAC_{i,j}$	es la energía reactiva consumida por la central “i” al operar como condensador síncrono
$QNE_{i,j}$	es la energía reactiva no entregada por la central i en el periodo j
$Q_{gen(ih)}; Q$	es la potencia reactiva generada ponderada del generador i en el periodo h
$C_{MVar(i)}$	es el costo unitario en $\frac{\$}{MVar}$ de producir potencia reactiva para el generador i
$P_{ini(i)}$	es la consigna de potencia activa antes de limitar una central por soporte de reactivos y control de tensión
$P_{consumida(ih)}$	es la potencia activa consumida con la central i en el periodo h para producir potencia reactiva como condensador síncrono
$P_{OSA(ih)}$	es el pago para la remuneración de otros servicios auxiliares

$PCTMT_{i,j}$	es la participación en el cobro de la central i despachada forzada en el periodo j a Potencia Mínima Técnica para control de tensión y soporte de reactivos (SRCT)
$PCTRE_{i,j}$	es la participación en el cobro de la central termoeléctrica i por entrega de energía reactiva en exceso en el periodo j
$PCHRE_{i,j}$	es la participación en el cobro de la central hidroeléctrica i por entrega de energía reactiva en exceso en el periodo j
$PCHCS_{i,j}$	es la participación en el cobro de la central hidroeléctrica i por entrega de energía reactiva operando como compensador sincrónico en el periodo j
$PERNE_{i,j}$	es el pago de la central i por no entregar la energía reactiva solicitada en el periodo j
$P_{SRCT(ih)}$	es el pago a la central i en el periodo h por participar en el servicio SRCT
$P_{SRCT+CO(ih)}$	es el pago a la central i en el periodo h luego de disminuir su potencia activa para favorecer la producción de potencia reactiva para el servicio SRCT
$P_{SRCTCS(ih)}$	es el pago a la central i en el periodo h por participar en el servicio SRCT como condensador síncrono
$P_{SRCTCF(ih)}$	es el pago a la central i en el periodo h por participar en el servicio SRCT como central forzada
$P_{SRCTCFMSA(ih)}$	es el pago total a la central i en el periodo h por participar en el servicio SRCT como central forzada ofreciendo otros servicios auxiliares
$a_p; a_q$	son los coeficientes del modelo de costos para la potencia activa y reactiva respectivamente
$b_p; b_q$	son los coeficientes del modelo de costos para la potencia activa y reactiva respectivamente

$c_p; c_q$	son los coeficientes del modelo de costos para la potencia activa y reactiva respectivamente
ϕ	es el ángulo formado por los fasores de corriente y tensión
$CSRCT$	es el costo asociado al servicio de SRCT
CP_{act}	es el costo asociado a la producción de potencia activa
FP	es el factor de potencia
$\%CVP$	es el porcentaje del costo variable de producción
P_m	es la potencia mecánica de las turbinas que aportan el par mecánico al generador eléctrico.
$I_{gfd\ max}$	es la corriente de campo máxima del generador.
$I_{ga\ max}$	es la corriente de armadura máxima del generador.
X_d	es la reactancia de síncrona de eje directo.
X_q	es la reactancia de síncrona de eje cuadratura.
V_g	es el voltaje en los terminales del generador.
P_g, P_G	es la potencia activa del generador.
$Q_g, Q_{gmax}, Q_{maxres}$	es la potencia reactiva del generador en el punto de operación, su potencia reactiva máxima y la reserva reactiva máxima respectivamente.
P_L	son las pérdidas activas totales.
P_{Lj}	es la potencia activa de la carga j.

RESUMEN

Esta investigación propone un esquema de remuneración para el servicio de soporte de reactivos y control de tensión para los generadores síncronos. Esta remuneración pretende aumentar la seguridad del sistema eléctrico nacional bajo escenarios de contingencia y alta demanda de potencia reactivos, y al mismo tiempo incentivar la inversión en equipos de compensación de reactiva. En este trabajo se analizan distintos escenarios de demanda en un sistema de prueba de 39 barras modificado donde se aplica la metodología propuesta, enfocada en la remuneración de centrales despachadas, y se compara con la remuneración establecida en la normativa vigente. También se examinan dos escenarios programados dentro de los días con peores condiciones de tensión, y se aplican los incentivos propuestos para determinar como podrían aumentar los costos del sistema. El método propuesto es mucho más atractivo como remuneración para las centrales que ofrecen el servicio de soporte de reactivos y control de tensión, que lo establecido en el marco normativo actual. Esto aumentaría los costos del sistema globalmente, aunque la proporción del costo operativo anual que representa es pequeña en comparación a la posibilidad de una desconexión parcial o total del sistema eléctrico de potencia por problemas de tensión.

Palabras claves: Potencia Reactiva, Control de Tensión, Soporte de Reactivos, Costo de Oportunidad, Modelos de Costo de Potencia Reactiva.

INTRODUCCIÓN

En el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI) existen problemas relacionados con la disponibilidad de reactivos, principalmente en las redes de transmisión alejadas de generadores y equipos de compensación reactiva. El reglamento de aplicación de ley general de electricidad 125-01 (RALGE 125-01) tiene como requerimiento que

el voltaje permanezca en todo momento dentro del $\pm 5\%$ de su valor nominal en todas las barras del SENI. En el periodo comprendido del año 2016 al 2020 el tiempo promedio donde se infringió este requerimiento estuvo por encima de 200 horas para los niveles de tensión de 138 kV y 69 kV (Figura 1 y Figura 2). Esto ocurre por la salida de generación en las distintas zonas del país, la “incapacidad” de la generación despachada a producir la potencia reactiva necesaria o a que la reserva fría está agotada. El problema se ha exacerbado luego de la entrada de grandes centrales, como Punta Catalina, que han desplazado otras centrales de menor capacidad en la lista de mérito y que están dispersas en el territorio nacional con capacidad para ofrecer el servicio de soporte de reactivo y control de tensión (SRCT).

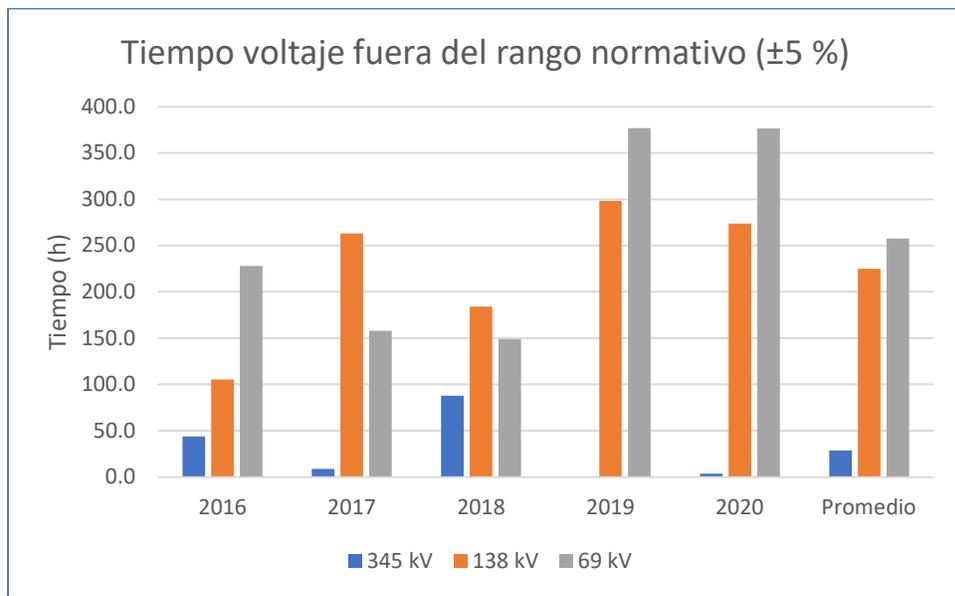


Figura 1. Tiempo en violación del requerimiento normativo de calidad de voltaje

Una de las causas fundamentales que no permiten enfrentar este problema es que el servicio de SRCT no está siendo remunerado, y el incentivo establecido en el RALGE 125-01 para este servicio no es lo suficientemente atractivo para que las centrales generadoras cambien su punto de operación de predominantemente producir potencia activa a generar la potencia reactiva

necesaria para mantener los voltajes dentro del rango normativo en escenarios de alta demanda de reactivos o de contingencia. La elaboración de una propuesta para remunerar el servicio SRCT es una de las posibles soluciones que permiten que el operador del sistema pueda requerir a las centrales que aumenten su producción de reactivos y esto sea factible económicamente para estas. A su vez, esta remuneración debe servir como incentivo a las empresas que la paguen, especialmente a la empresa de transmisión, para que inviertan en equipos de compensación.

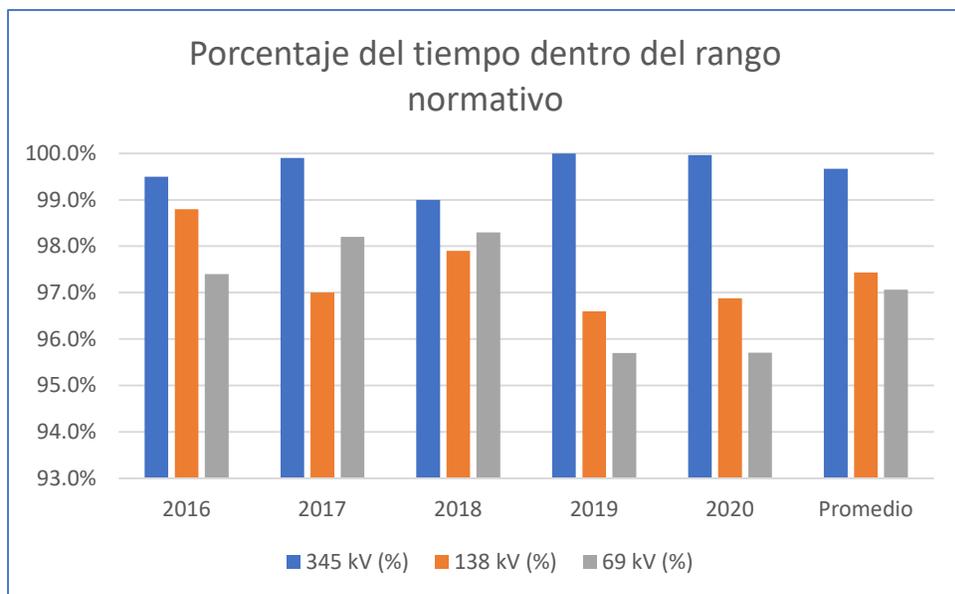


Figura 2. Porcentaje del tiempo dentro del requerimiento normativo de calidad de voltaje

Para que el SENI sea operado de manera segura y a mínimo costo bajo cualquier escenario de operación, es necesario que se implementen estos incentivos para que las empresas generadoras estén disponibles a cambiar su punto de operación dependiendo de las necesidades del sistema en tiempo real, considerando las directrices trazadas en los programas de operación emitidos por el Organismo Coordinador (OC).

Este estudio está delimitado al SENI, y se basa en realizar una propuesta para remunerar el servicio de SRCT para las centrales generadoras, analizar esta propuesta en diferentes escenarios con un sistema de prueba de 39 barras modificado y aplicar esta metodología a escenarios programados pasados del SENI, examinando los costos incurridos por el sistema. Para implementar esta metodología cambios normativos necesitan ser aplicados, específicamente en los artículos 151, 204 y 371-382 del RALGE que tratan la regulación de tensión y la valorización de la energía reactiva, aunque esto no afectan los resultados obtenidos en esta investigación.

En el Capítulo I se tratará el marco teórico entorno a la remuneración del servicio de SRCT y la potencia reactiva como los modelos de costos, consideraciones de otros sistemas eléctricos de potencia (SEP) y metodologías de remuneración, etc. En el Capítulo II se detallará la propuesta de remuneración desarrollada y las consideraciones bajo las cuales debe ser aplicada. En el Capítulo III se estudiará la metodología usada para evaluar la propuesta realizada, enfocando el punto principal de la remuneración que es el caso de centrales despachadas. En los Capítulos IV y V se muestran y discuten los resultados obtenidos, presentando luego las conclusiones y recomendaciones para la aplicación de este trabajo de investigación y futuras investigaciones relacionadas.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO

1.1 Antecedentes de la investigación

Dentro de los trabajos que han considerado la remuneración del servicio de SRCT, o el establecimiento de un mercado de potencia reactiva, se consideran los siguientes.

La remuneración en mercados de energía reactiva puede basarse en pagos por capacidad, pagos por utilización o un método mixto. Estos métodos

se basan en la resolución de los problemas del valor del soporte de potencia reactiva, la competitividad de los generadores que ofrecen el servicio y la estructura del mercado de potencia reactiva. En los mercados de capacidad existe un problema de competitividad debido a que, aunque el operador del mercado es el único comprador del servicio, la reserva de potencia reactiva tiene un alto valor y no asegura que el monto ofertado por los generadores sea competitivo. Las empresas generadoras tienden a preferir este tipo de mercados, mientras que el operador del sistema no los favorece. Por otro lado, los mercados de utilización presentan un valor relativamente bajo de la energía reactiva y por esta razón el operador del sistema tiende a preferir este tipo de esquemas. Los mercados mixtos tratan de remunerar tanto la reserva de reactivos, para satisfacer las restricciones de voltaje diversos escenarios, como la energía reactiva aportada, para el soporte del voltaje en condiciones normales. [1]

En [2] proponen un modelo de mercado basado en contratos por temporada para los servicios de potencia reactiva considerando la seguridad del sistema. Los autores se enfocan en resolver dos problemas fundamentales, la obtención de la potencia reactiva y el despacho de potencia reactiva, de forma separada. Para la obtención del recurso proponen un esquema de subastas por temporada, donde contratan a centrales identificadas como necesarias para proveer el servicio de SRCT, acordando previamente precios. Esto mitiga el poder de mercado de los generadores por la naturaleza local de la producción de reactivos y la volatilidad de los precios de los reactivos. Los precios establecidos tienen tres componentes: disponibilidad del recurso, pérdidas incurridas por la mayor producción de reactivos y el costo de oportunidad por producir potencia reactiva en menor cantidad. En base a la curva de capacidad de las centrales establecen zonas donde la remuneración es aplicable dependiendo de lo que el operador le requiera para el sistema y las ofertas recibidas de los generadores. Por otro

lado, comparan los efectos de fijar precios zonales en contraste con precios sistémicos. En sus resultados muestran que los precios sistémicos son de un 10% a un 20 % más costoso para los operadores que precios zonales.

Los mercados de capacidad para el servicio de soporte de reactivos son los más comunes como mencionan en [3]. Estos autores estudian la realización de un mercado de capacidad basado en subastas anuales donde todos los elementos capaces de producir o consumir reactivos para compensación formarían un mercado marginalista, tomando como base los recursos existentes al momento de la aplicación del mercado. El problema principal que tratan de resolver es la obtención de reactivos en el largo plazo. Indican que la motivación para basar sus pagos en la capacidad de los equipos de compensación es porque ese es el principal costo que incurren los inversionistas, y los costos de operación y mantenimiento son mucho menores en comparación. La distribución del recurso en operación en tiempo real se realiza en base a algoritmos de optimización que minimizan el costo de las fuentes de reactivos disponibles y otros costos asociados a la seguridad del sistema. Los requerimientos de reactivos son publicados anualmente por el operador del sistema, y en base a esto los interesados proponen diferentes precios y capacidades para abastecer la demanda de reactivos proyectada. Los costos incurridos en este mercado serían asumidos por los responsables de las contingencias, en escenarios de falla de algún equipo, y por la demanda, en el escenario base.

En el trabajo realizado en [4], los autores proponen diferentes objetivos de optimización para la obtención de potencia reactiva y los comparan con los métodos clásicos. El primer objetivo que prueban es maximizar la potencia reactiva suplida por la admitancia de las líneas de transmisión, que depende del voltaje de las barras en los extremos de la línea. La segunda formulación objetivo para la optimización es la maximización de la reserva de reactivos disponibles, mientras que la tercera es minimizar el costo de la obtención de

reactivos del sistema. Los métodos clásicos que usaron para la comparación de la optimización realizada, en base a un algoritmo de colonia de abejas artificial, fueron la minimización del índice seguridad L y la minimización de las pérdidas del sistema. En todos los escenarios probados se observan que los objetivos propuestos alcanzan la obtención de reactivos en el sistema manteniendo niveles de seguridad similares a los de los métodos clásicos, pero mejoran los aspectos que tienen como fin.

El autor de [5] identifica la necesidad de la remuneración del servicio de soporte de potencia reactiva y el control de tensión, para que el sistema siempre cuente con reservas de potencia reactiva y la probabilidad de colapso de tensión por insuficiencia de reactivos se minimice. Propone la implementación de un mercado de opciones donde los participantes tienen la opción de proveer este servicio cuando no son despachados por mérito y sean requeridos por el operador del sistema basando la decisión en el índice de seguridad L. En sus análisis el autor muestra que la demanda puede participar en este mercado, situando a disposición del operador cargas interrumpibles.

En [6] los autores presentan un mercado competitivo localizado para la potencia reactiva como servicio auxiliar focalizado en áreas de control de voltaje individuales. Identifican las zonas de control de voltaje en base a la distancia eléctrica entre las barras y los generadores, determinando rangos y cada barra debe estar asociada a por lo menos una de las zonas de control. Proponen un mercado de ofertas donde los participantes que deben someter precios con cuatro componentes: precio de disponibilidad, precio unitario de operar sub excitado, precio unitario de operar en la región normal y precio de oportunidad al operar con potencia activa limitada. También desarrollan una función objetivo de pago que contempla estas componentes para minimizar los costos, y los precios del mercado son determinados por cada componente. Concluyen que en mercado no regulados resulta mejor el esquema que proponen versus un solo mercado de potencia reactiva para el SEP completo.

En el estudio [7] se presenta un diseño de mercado competitivo para la potencia reactiva como servicio auxiliar. Las características de la curva de capacidad de los generadores síncronos son usadas para analizar los costos de la potencia reactiva y diseñar la estructura del mercado de ofertas. Usan las componentes mencionadas en el estudio mencionado en el párrafo anterior para estructurar las ofertas de las empresas participantes. El mercado es cerrado con un modelo de optimización comprometido en base a un flujo óptimo de potencia. La solución del mercado con este método comprometido obtiene la mejor solución en base a diferentes objetivos contradictorios como la minimización del pago total, las pérdidas del sistema y limitación de transacciones con fronteras razonables.

En [8] los autores tratan el problema de la obtención de potencia reactiva por parte de los operadores independientes de SEP en mercados no regulados. El mercado es de ofertas en base al precio de la potencia reactiva. Utilizan una metodología basada en dos pasos: determinar las pujas que minimicen las pérdidas del sistema y luego dentro de esas elegir las que maximicen el beneficio social. Esta metodología considera los precios ofertados y las restricciones técnicas, así como los costos de oportunidad. Los autores utilizan simulaciones Monte Carlo para incorporar la incertidumbre asociada con las propuestas de los ofertantes y la demanda de potencia reactiva.

En [9] se presenta una exposición sistemática del servicio de soporte de reactivos provisto por los generados como un servicio auxiliar separado. Se discuten las características naturales y físicas del soporte de reactivos, y analizan las implicaciones de adquirirlo como servicio auxiliar. Las estructuras de costos asociadas con este servicio son estudiadas, y observan los costos de oportunidad como el componente predominante. También ilustran los efectos combinados de los puntos de operación de voltaje en los generadores y las restricciones asociadas a las curvas de capacidad en las transacciones

en un mercado competitivo, en escenarios normales y de contingencia. Concluyen que este servicio es una parte crítica e integral de los sistemas eléctricos de potencia.

En [10] los autores presentan tres modelos de costos y los aplican a un sistema de 14 barras de la IEEE para mostrar que tan válidos son y que tan prácticos son. Estos modelos son considerados en las funciones objetivos de un problema de flujo óptimo de potencia. Los resultados obtenidos muestran que los costos derivados del método triangular son mayores comparados con los costos resultantes del método basado en la potencia activa y el basado en la potencia aparente.

En [11] discuten que el costo de proporcionar energía reactiva por las plantas de generación se puede descomponer en dos partes: costos fijos relacionados con la inversión requerida y una parte variable relacionada con la operación real. La cantidad de la parte fija es bastante difícil de evaluar y muy debatido. Por otro lado, el costo variable puede calcularse con precisión. Proponen que este costo es requerido si los generadores deben ser remunerados de forma desagregada en base a estos servicios. Se muestra una forma de calcular este costo, así como algunas observaciones sobre los resultados típicos y un estudio caso. Las curvas de costos determinadas son asimétricas con un mínimo cuando las centrales operan sub excitadas.

En [12] el autor presenta una propuesta de remuneración para los servicios complementarios del SEP de Perú (SEIN). Recomienda para el servicio de SRCT que los generadores sean capaces de entregar de forma permanente el 90 % de su capacidad de potencia reactiva en base a la curva de capacidad. Establece requerimientos y obligaciones para todos los agentes que interactúan en el soporte de reactivos. En caso de incumplimiento establece penalidades a cada agente. El esquema propuesto por el autor es basado en bandas obligatorias.

En [13] los autores presentan una investigación comparativa de diversas representaciones de límites de potencia reactiva en estudios de mercados de máxima capacidad de carga y potencia activa y reactiva. Los modelos de flujo de potencia óptimo previamente propuestos para este tipo de análisis son revisados y discutidos brevemente. Análisis numéricos comparativos del efecto de varios modelos de límite de potencia reactiva en despachos de carga máxima, activa y reactiva, y los niveles de precios son presentados y discutidos, para así cuantificar el efecto que tienen estas diversas representaciones de límites en los resultados correspondientes. Para los estudios numéricos se utilizan dos sistemas de prueba: el sistema de referencia CIGRE-32 y un modelo de despacho en una red europea. Los resultados presentados muestran que en la mayoría de las aplicaciones que realizan OPF, la mejora en la representación de los límites de potencia reactiva conduce a diferencias sutiles a costa de una mayor complejidad computacional, que en algunos casos puede ser difícil de justificar en la práctica.

En este artículo [14] los autores establecen que el servicio de control de voltaje y potencia reactiva es esencial para el funcionamiento del sistema eléctrico. Su precio debe reflejar la ubicación y el beneficio diferenciado de la regulación de voltaje y las reservas de potencia reactiva para el soporte de contingencias, por lo que comúnmente este servicio no se suministra a través de mecanismos de mercado como la potencia activa, sino considerándolo como un servicio regulado con costos reconocidos. Mencionan que, para reflejar estas propiedades, el sistema de potencia podría separarse en algunas áreas de control de potencia reactiva que no se superponen, ya que el perfil de voltaje de cada una de ellas está controlado principalmente por las fuentes de potencia reactiva en esa área. El artículo propone una metodología para determinar las áreas de potencia reactiva en base a sensibilidades lineales para ayudar a identificar los consumidores que deben pagar el servicio a todos

los generadores que integran cada una de las áreas. También presentan un ejemplo numérico para ilustrar cómo se aplica la metodología.

Los autores de este artículo [15] establecen que la energía reactiva es un importante servicio de soporte del sistema en el mercado energético actual. Los generadores pueden ofrecer este servicio para obtener ganancias. Sin embargo, dado que un generador necesita potencia reactiva para transmitir su propia potencia activa, es posible que ciertos generadores no puedan soportar el sistema incluso si están generando potencia reactiva. Los autores investigan tal fenómeno y proponen un método para determinar la cantidad mínima de potencia reactiva requerida para un generador dado. Si un generador no puede suministrar esta cantidad mínima, extrae energía reactiva del sistema para facilitar su propia actividad de venta de energía activa. La compensación a la salida de potencia reactiva de un generador debe hacerse solo hasta la cantidad que esté por encima de la potencia reactiva mínima. Las ideas propuestas en este artículo se ilustran con sistemas simples y se prueban en un SEP. Los resultados de la prueba verificaron la validez del concepto y método propuestos de acuerdo con los autores.

1.2 Bases teóricas

Para dimensionar la remuneración asociada al servicio de SRCT es necesario conocer como diferentes elementos del sistema eléctrico de potencia interactúan para suplir los requerimientos de potencia reactiva, tanto en condiciones normales como de contingencia. Además de los aspectos técnicos, los costos asociados con cada equipo capaz de entregar o absorber reactivos, tiene que estudiarse para lograr establecer una propuesta de remuneración que fomente la instalación y el uso de estos equipos cuando el operador del sistema los requiera.

A continuación, se discutirán los equipos usados para suplir potencia reactiva y como diferentes mercados remuneran este servicio, desde el punto de vista de la generación y la transmisión.

1.2.1 Equipos usados para suplir reactivos y control de tensión

Dentro de los equipos usados y diseñados para proveer o absorber reactivos se pueden mencionar: generadores, condensadores síncronos, compensadores estáticos de Var (SVCs), compensador estático síncrono (STATCOMs), generación distribuida, transformadores, capacitores e inductores. Estos dispositivos tienen diferencias marcadas en características importantes como tiempo de respuesta, continuidad del control, repuesta a cambios de voltaje y costos de operación y capital. [16]

1.2.1.1 Generadores

La función principal de los generadores es convertir un tipo de fuente energética, generalmente un combustible, en energía eléctrica. La mayoría de los generadores síncronos tienen un control considerable sobre el voltaje en sus terminales y la potencia reactiva de salida.

La capacidad del generador de proveer soporte de potencia reactiva depende de su producción de potencia activa. En la Figura 3 se puede observar la relación entre la producción de potencia reactiva y potencia activa en un generador, conocida como la curva de capacidad. La capacidad máxima de los generadores es determinada por el límite térmico de la armadura, de los devanados del rotor y del estator. Hacia el eje de la derecha, la capacidad del generador es definida por el límite térmico de la armadura, el límite superior se debe a la corriente máxima de campo que puede circular por el rotor que es parámetro que controla la producción de reactivos, mientras que el límite inferior corresponde a la corriente máxima que puede circular por el estator cuando la unidad se encuentra absorbiendo reactivos. Como es

costumbre al diseñar acoples turbina-generator, el elemento que genera el movimiento es generalmente sub dimensionado en comparación con el generador, debido a que el generador estará brindando algún soporte de reactivos la mayor parte del tiempo y esto causaría que no se use la capacidad máxima de la turbina de esta dimensionarse igual al generador [17].

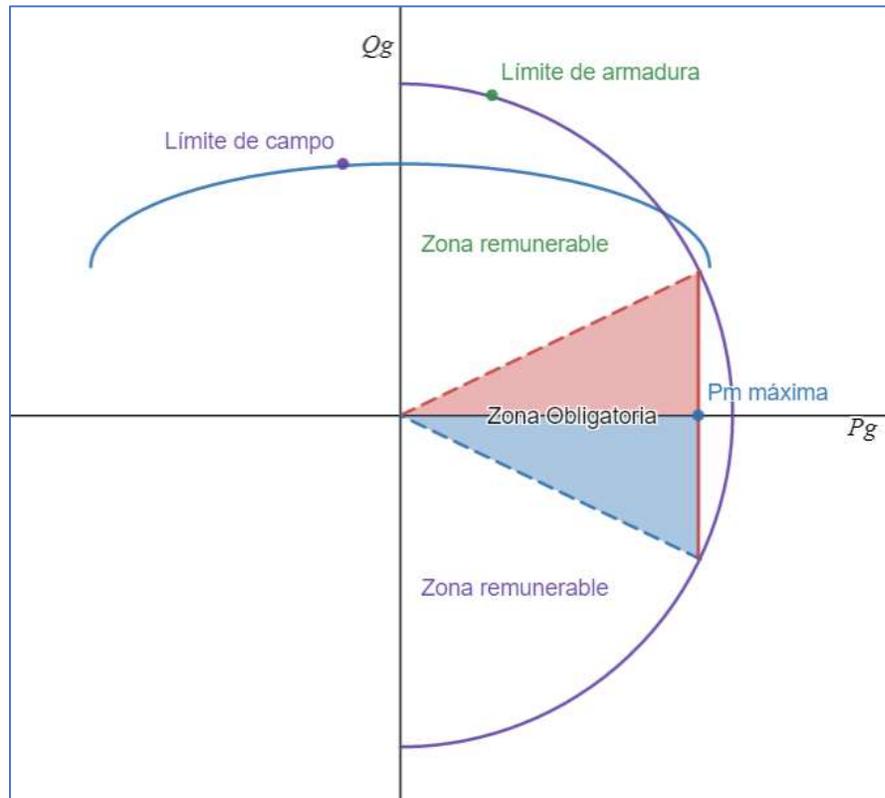


Figura 3. Curva de Capacidad de un generador síncrono con zonas de operación de acuerdo con remuneración propuesta

La producción de reactivos y el control del voltaje en bornes del generador son controlados ajustando la corriente de campo del rotor del generador, y este control puede ser automático, continuo y rápido. Las características inherentes del generador ayudan al sistema a mantener los niveles de tensión. Si el voltaje del sistema es mayor al de los bornes del generador, este procederá a consumir reactivos intentando reducir el voltaje en sus terminales, en el caso contrario producirá reactivos intentando llevar el

voltaje en sus terminales a la proporción correspondiente con la corriente de campo siempre dentro de sus límites [18].

Como la capacidad de producir reactivos de los generadores síncronos es especificada en la etapa de diseño [19], solo en los sistemas que sea absolutamente necesario las empresas generadoras invertirán en expandir esta capacidad, ya sea porque son requeridas y fiscalizadas por obligación o porque existe algún tipo de remuneración para centrales con capacidad para proveer este servicio. El costo capital asociado al servicio de soporte de reactivos y control de tensión de los generadores síncronos es difícil separar del costo total del generador. Los costos de oportunidad asociados a una mayor producción de reactivos de lo que es capaz el generador a potencia activa nominal, y los costos asociados a las mayores pérdidas en los devanados en las zonas de sub y sobreexcitación de la curva de capacidad, deben ser considerados en los esquemas de remuneración como parte de los costos de operación.

1.2.1.2 Condensadores síncronos

Todas las maquinas síncronas cuentan con capacidad de producir reactivos. Los motores síncronos son usados ocasionalmente para proveer soporte de reactivos al sistema mientras consumen potencia activa. Algunas unidades hidroeléctricas y turbinas de combustión son diseñadas para permitir que el generador funcione sin la fuente de torque mecánico para suplir potencia reactiva cuando su potencia activa no está disponible o no es necesitada. Las maquinas síncronas diseñadas específicamente para soporte de reactivos y control de tensión son conocidas como compensadores síncronos [20]. Estos tienen todas las ventajas de los generadores síncronos, velocidad de respuesta, controlabilidad, aporte a la reserva de reactivos, sin la necesidad de los otros equipos que componen una planta de generación, como calderas, equipo para procesamiento de combustible, etc. Como son maquinas rotativas, con partes móviles y sistemas auxiliares, requieren de

mantenimientos más frecuentes comparándolos con equipos estáticos. Su consumo de potencia activa es alrededor del 3% de su capacidad de potencia reactiva. El costo capital de los condensadores síncronos es de 10 a 40 dólares por kVAr y el costo operativo es relativamente alto [21].

1.2.1.3 Compensador estáticos de Var (SVC)

Un SVC es una combinación de capacitores e inductores combinados con electrónica de potencia de conmutación rápida, generalmente en el rango de un ciclo. Pueden proveer soporte en un rango de control continuo. La ventaja principal de estos equipos es su respuesta rápida en comparación con capacitores e inductores, sus costos moderados y mayor capacidad que los condensadores síncronos. Tiene de desventaja que su compensación es proporcional al cuadrado del voltaje, fallando precisamente cuando las condiciones son más críticas, es decir cuando el voltaje es bajo la calidad de la compensación es comprometida, y carecen de capacidad de sobrecarga en el corto plazo. Los costos de instalación los SVC rondan los 45-130 dólares por kVAr [22].

1.2.1.4 Compensador estáticos síncrono (STATCOM)

Un STATCOM es un dispositivo FACTS, al igual que el SVC, formado por un inversor de estado sólido como fuente de voltaje acoplado con un transformador que está conectado a una línea de transmisión. Este inyecta una corriente cuasi sinusoidal en cuadratura con el voltaje de magnitud variable emulando una reactancia capacitiva o inductiva en el punto de conexión [23]. La velocidad de respuesta y la controlabilidad de los STATCOMs son similares a las de un SVC. Su rango es generalmente simétrico. Aunque no tiene capacidades de sobrecarga en el corto plazo, al estar su respuesta limitada por la corriente, se ve menos afectado por variaciones de voltaje. Su respuesta es directamente proporcional al voltaje, por lo tiene una mejor respuesta que los SVC y los capacitores, ayudando a

prevenir los colapsos de voltaje. Los costos asociados a un STATCOM, de alrededor de 100 MVAR, es de 55 a 70 dólares por kVAr [24].

1.2.1.5 Generación distribuida

La generación distribuida, dependiendo de su tecnología, puede brindar soporte de reactivos y control de tensión de manera limitada. La generación en base a mini hidro, eólica y solar es capaz de proveer estos servicios. La ventaja principal de la generación distribuida es su cercanía con la carga, que ayuda a las redes de distribución a estar menos congestionadas y por ende a las redes de transmisión. Solo con una planificación efectiva la generación distribuida puede aportar efectivamente al soporte de reactivos [25] [26].

1.2.1.6 Transformadores

Los transformadores son equipos electromecánicos estáticos capaces de modificar el nivel de voltaje, haciendo posible la transmisión de corriente alterna de forma práctica minimizando las pérdidas, al aumentar el voltaje al que los generadores producen energía. El voltaje puede ser modificado mediante derivaciones de los devanados en diferentes puntos, llamados taps. Estos taps pueden ser fijos o ajustables bajo carga (LTC), y proveen un rango de un ± 10 % del voltaje nominal del devanado. Los taps son divididos generalmente en 5 pasos para transformadores de taps fijos y 32 pasos para transformadores de taps ajustables. Estos taps pueden ser usados para regular el voltaje, pero a diferencia de otros dispositivos que proveen reactivos directamente los transformadores redireccionan los reactivos de un devanado a otro. Por esto mientras mejoran los voltajes en devanado, afectan los voltajes en dirección contraria en el otro devanado. Estas características hacen que los transformadores sean invaluable para la operación de los sistemas eléctricos, aunque el cambio de taps disminuye la vida útil de estos equipos [27].

1.2.1.7 Capacitores e inductores

Los capacitores e inductores son dispositivos pasivos capaces de generar y absorber reactivos, respectivamente. No tienen pérdidas de potencia activas significantes, pero su capacidad de producir reactivos o consumirlos es proporcional al cuadrado del voltaje. Esta relación resulta favorable para los inductores, que mientras más aumenta el voltaje más potencia reactiva consumen, pero es perjudicial para los capacitores que mientras más baja el voltaje menos soporte proveen. Los capacitores e inductores son baratos, con costos que rondan los 10 dólares por kVAr dependiendo de la capacidad. Su respuesta es relativamente lenta y escalonada, debido a su capacidad los capacitores son agrupados en bancos con incrementos fijos [17].

1.2.2 Métodos de remuneración de reactivos

La mayoría de los operadores de SEP clasifican la potencia reactiva como un mercado con reglas diferentes de los mercados competitivos usados para la adquisición de otros servicios auxiliares como la regulación de frecuencia. Tradicionalmente la responsabilidad de adquirir los servicios de soporte de potencia reactiva y control de tensión recae sobre el operador del sistema, los oferentes siendo los generadores, a través de instrucciones. En el caso de Australia, la responsabilidad recae sobre el operador de transmisión en vez del operador del sistema.

El servicio auxiliar de potencia reactiva está expuesto a mecanismos de remuneración no competitivos. Esto se debe a que la naturaleza local del soporte de reactivos limita la cantidad de oferentes en una zona determinada, aumentando el poder de mercado de los oferentes y la volatilidad de los precios de este recurso. Por esto la potencia reactiva no es incorporada en el proceso de despacho y usualmente es provista de forma obligatoria.

El problema principal con el requerimiento obligatorios del servicio es la necesidad de una penalización ejemplar a los integrantes del mercado que no

cumplan las órdenes. De no ser así, la seguridad del abastecimiento de potencia reactiva peligrará y es por voluntad del agente generador que las condiciones de contingencias se resolverían.

La remuneración adecuada puede resolver este problema enviando las señales económicas necesarias para asegurar la cooperación de los distintos agentes del mercado. Pero los pagos por este servicio deben ser los justos, ya que, si el incentivo es menor al valor real del servicio, el productor continuaría no acatando las órdenes y preferiría producir potencia activa. Además de que el consumidor estaría dispuesto a aumentar su consumo de potencia reactiva. Por otro lado, si el incentivo es mayor que el valor del servicio prestado, entonces los generadores tenderían a priorizar la producción de reactivos y los consumidores tratarían de bajar sus consumos. Ambos casos causan problemas a la operación del sistema tanto en escenarios normales como en escenarios de contingencia.

1.2.2.1 Mecanismos de remuneración mandatorios

En la mayoría de SEP los generadores tienen la obligación de ofrecer el servicio de soporte de reactivos y control de tensión. Estos pueden o no ser remunerados, dependiendo del sistema. A continuación, observamos el caso de algunos operadores internacionales con diferentes esquemas en términos de requerimiento y formas de pago por el servicio.

1.2.2.1.1 CAISO

El operador independiente del sistema de California (CAISO) requiere que los generadores ofrezcan el soporte de reactivos en un rango de factor de potencia (FP) de 0.90 en adelanto y 0.95 en atraso. Este es el caso para todos los generadores síncronos interconectados en este sistema. Para generación no síncrona requieren un rango de FP de 0.95 en atraso a 0.95 en adelanto en el punto de interconexión de la subestación con el SEP. En este sistema no se reconocen pagos específicamente para la capacidad de soporte de reactivos,

debido a que su sistema de pagos es de contratos bilaterales por capacidad y allí los generadores pueden reflejar los costos asociados con el soporte de reactivos y el control de tensión. Esto con el fin de no incurrir en dobles pagos [28]. Este operador provee a los generadores con un pago por costo de oportunidad cuando operan fuera del rango obligatorio.

1.2.2.1.2 NYISO

El operador independiente del sistema de Nueva York (NYISO) requiere un rango de FP obligatorio para el soporte de reactivos de todas las centrales generadoras, tanto síncronas como no síncronas, de 0.95 en adelanto a 0.95 en atraso. Cuentan con un sistema de pagos multi parte, al igual que otros operadores de EE. UU., que comprende pagos por capacidad y costo de oportunidad. Los pagos por capacidad son aplicados a todas las centrales que pueden ofrecer el servicio de soporte de reactivos, mientras que los pagos de oportunidad solo cuando las centrales ofrecen el servicio fuera del rango obligatorio. La tasa de pago por capacidad para el 2021 es de \$2,919.13 dólares por MVA_r por año [29].

1.2.2.1.3 ISO-NE

ISO New England es el operador independiente del sistema de Maine, Connecticut, Massachusetts, Nuevo Hampshire, Rhode Island y Vermont. Este tiene los mismos requerimientos que NYISO en cuanto a rango de FP y tipos de pagos asociados al servicio de soporte de potencia reactiva y control de tensión. El costo base para el pago por capacidad es \$2,190 dólares por MVA_r, establecido en 2012, ajustado anualmente. Para el 2018 este valor fue de \$1,188.33 dólares por MVA_r [30] [31].

1.2.2.1.4 PJM

PJM es una organización regional de transmisión que opera el mercado y la red de alta tensión de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland,

Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, Virginia del Oeste y el distrito de Columbia. Al igual que CAISO, requieren un rango de FP de 0.90 en adelanto a 0.95 en atraso para la generación síncrona y, 0.95 en adelanto y en atraso para la generación no síncrona. A diferencia de CAISO, cuentan con pagos por capacidad de reactivos y por costo de oportunidad. De acuerdo con análisis realizados en [32], recomiendan realizar pruebas periódicas para pagar por la capacidad actual de las instalaciones y no la capacidad en placa, si no es posible eliminar el pago por capacidad de reactivos completamente. Mencionan que los agentes del mercado deberían recuperar los costos asociados con los pagos por capacidad normales, similar a lo que hacen en CAISO.

1.2.2.1.5 NGESO

El operador del sistema de la red nacional de electricidad de Gran Bretaña (NGESO) adquiere el servicio auxiliar de potencia reactiva basada en tres mecanismos: Servicio Obligatorio de Potencia Reactiva (ORPS por sus siglas en inglés), Servicio de Potencia Reactiva Mejorado (ERPS) y Manejo de Restricciones de Transmisión (TCM). El servicio obligatorio es ofrecido en una banda de FP de 0.85 en atraso a 0.95 en adelanto para centrales síncronas, y 0.95 en atraso a 0.95 en adelanto para centrales no síncronas. Los pagos del servicio obligatorio son basados en utilización de la potencia reactiva. La tasa base usada en el 2018 fue de \$3.27 libras por MVARh [30].

1.2.2.2 Mecanismos de remuneración contractuales

Otros mecanismos de remuneración para el servicio de soporte de reactivos son basados en ofertas que realizan los operadores de los sistemas para abastecer las necesidades de reactivos en plazos de tiempo definidos. Los ganadores de las ofertas realizadas son entonces remunerados dependiendo del esquema establecido en cada sistema que utiliza este tipo de

mecanismos. A continuación, se estudian dos sistemas con este tipo de mecanismos.

1.2.2.2.1 NGESO

Como parte de los mecanismos usados por el operador de Gran Bretaña está el ERPS que aplica a subestaciones que tienen una capacidad mayor que la mínima técnica obligatoria para el servicio de soporte de reactivos. Las ofertas son presentadas cada 6 meses, con mínimos de entrega de 12 meses inicialmente y luego en incrementos de semestrales. Los criterios de evaluación son establecidos en el código de red y de uso del sistema, donde se consideran aspectos económicos, la capacidad intrínseca de la oferta, entre otros. Las ofertas seleccionadas son beneficiadas con pagos por capacidad, pagos por capacidad sincronizada o pagos por utilización, o una combinación de estos [30].

1.2.2.2.2 AEMO

El operador del mercado energético de Australia (AEMO) define el control de tensión y el soporte de reactivos como una categoría dentro de los servicios auxiliares de control y soporte para la red. Es clasificado como un servicio que no forma parte de un mercado, por lo que no forman parte de su mercado spot, a diferencia de otros servicios auxiliares. Los operadores de la red de transmisión tienen la responsabilidad principal de gestionar la necesidad de reactivos, pero si las necesidades no son satisfechas AEMO realiza ofertas para estos servicios. AEMO reconoce dos modos de operación de los equipos que ofrecen el servicio de soporte de reactivos: control de tensión en modo generación y en modo condensador síncrono. Las ofertas seleccionadas reciben pagos dependiendo de este modo, y los plazos contractuales pueden ser de corto plazo (hasta 12 meses) y/o largo plazo (por 5 o más años) [33].

1.2.2.3 Otros mecanismos de remuneración

En el Sureste de Inglaterra están realizando un proyecto (Power Potential Initiative) que busca demostrar la viabilidad técnica y financiera del soporte de potencia activa y reactiva de la generación distribuida, así como la creación de un mercado competitivo para este último. Está pautado a llevarse a cabo en tres fases. La primera busca fomentar la instalación de generación distribuida en varios puntos de interconexión, y al contar con suficientes participantes pondrían en marcha la fase dos, que consiste en la implementación de un mercado diario y en tiempo real donde esta generación distribuida ofertaría su capacidad compitiendo entre sí. Luego que se confirme la viabilidad técnica y económica del proyecto, pasaran a una fase 3 donde la generación distribuida competirá con las centrales tradicionales y se comprobara su efectividad [34].

1.2.3 Modelos de costos de potencia reactiva

La literatura divide los costos asociados a la potencia reactiva en dos ámbitos generales, los costos fijos asociados a la capacidad de producir de potencia reactiva y los costos variables asociados a la producción de potencia reactiva en el momento que sea necesario. Los costos fijos específicos del sistema de excitación y demás equipos para producir potencia reactiva de los generadores son difíciles de identificar debido a que estos están diseñados para entregar tanto potencia activa como reactiva. Diferentes artículos proponen formas de como extraer el costo de la potencia reactiva de los costos asociados a la potencia activa y la potencia aparente.

1.2.3.1 Costos Fijos

Los modelos para determinar el costo fijo de las centrales para la producción de potencia reactiva son aproximación basadas en otros costos. A continuación, se mencionan algunas de estas aproximaciones:

- Como costo incremental: definido como el costo capital de la central con el sistema de excitación menos el costo de esta sin este sistema [11].
- Como valor aproximado a un condensador síncrono de la misma capacidad. Se compara con el costo no incurrido por la construcción de un condensador síncrono de la capacidad de la central [35].
- Como proporción del costo total de la central en MVA. Se divide la capacidad en MVA entre la capacidad en MVA y esa proporción se aplica al costo total de la central en base a los MVA [35].
- Como uno menos la proporción de la capacidad en MW entre la capacidad de MVA por el costo por capacidad en MVA [36].
- Usando la teoría de juegos cooperativos, se determina que el costo debe ser por lo menos una proporción del costo total para producir potencia activa y reactiva, y este mismo costo puede ascender hasta el costo de producir potencia reactiva por sí solo [35].

1.2.3.2 Costos Variables

Los costos variables asociados a la generación de potencia reactiva están relacionados principalmente con las pérdidas de potencia activa asociadas al generador y al transformador elevador, la pérdida de potencia reactiva debido a la mayor componente de reactancia inductiva en estos equipos ($X > R$) y el costo de oportunidad incurrido en algunos puntos de operación de la central cuando se requiere cierta cantidad de potencia reactiva, donde es necesario disminuir la potencia activa producible [2] [11].

El método usado en [37], y en mejorado en [38], utiliza los coeficientes de producción de potencia activa de la central en conjunto con el factor de potencia para determinar los coeficientes de producción de energía reactiva. De esta forma referencial se pueden calcular los costos asociados a la utilización de la potencia reactiva.

1.2.4 Esquema de remuneración actual en el SENI

En la sección VIII.I del capítulo VIII acerca de los servicios auxiliares del RALGE 125-01 se especifica el esquema de valorización de energía reactiva en los artículos del 371 al 382. Indica que el proceso de cálculo debe ejecutarse cada mes por el OC dentro de las transacciones económicas como valorización de energía reactiva y compensación por regulación de tensión.

Dentro de los artículos mencionados se detalla como compensar a las centrales y la participación de los demás agentes en esta remuneración. En los siguientes subtítulos se mencionan los aspectos más destacados y las fórmulas usadas para realizar estos cálculos.

1.2.4.1 Centrales termoeléctricas despachadas forzadas por el servicio de Soporte de Reactivos y Control de Tensión (SRCT)

Cuando una central termoeléctrica es despachada en su mínimo técnico para ofrecer el servicio de SRCT su participación en la remuneración por ofrecer este servicio es calculado con la formula (1).

$$PCTMT_{i,j} = \max [CKVArh_{nt} * QEE_{i,j}; PGen_{i,j} * (CVP_i - CMg_{b,i,j})] \quad (1)$$

El pago determinado por esta fórmula, representado por $PCTMT_{i,j}$ donde “i” es el identificador de la central y “j” es el periodo, es el valor máximo entre costo de la energía reactiva entregada en exceso y la potencia activa por la diferencia del costo de producción de esta potencia y el costo marginal del periodo para la barra de la central. En la formula $CKVArh_{nt}$ es el costo del equipamiento de energía reactiva al nivel de tensión “nt”, $QEE_{i,j}$ es la energía reactiva en exceso producida, $PGen_{i,j}$ es la potencia activa neta entregada, CVP_i es el costo variable de producción y $CMg_{b,i,j}$ es el costo marginal en la

barra de la central “i” en el periodo “j”. QEE es determinado tomando como referencia la energía reactiva base (ERB_i) que es la energía reactiva obligatoria que debe entregar la central que corresponde a la potencia reactiva cuando la central esta despachada a potencia nominal y un factor de potencia instantáneo igual a 0.85.

1.2.4.2 Centrales termoeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso

Cuando una central termoeléctrica es despachada a su máxima capacidad y es requerida por el Centro de Control de Energía (CCE) a aportar potencia reactiva por encima de la ERB_i , en caso de que la central lo aporte, se debe determinar el monto a cobrar por la centra con la formula (2).

$$PCTRE_{i,j} = \max [CKVArh_{nt} * QEE_{i,j}; (PotRec_i - PGen_{i,j}) * (CMg_{b,i,j} - CVP_i)] \quad (2)$$

Donde $PCTRE_{i,j}$ es la participación de la central en el cobro para la central “i” en el periodo “j” y $PotRec_i$ es la potencia reconocida de la central “i”.

1.2.4.3 Centrales hidroeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso

Cuando centrales hidroeléctricas entregan potencia reactiva en exceso, el monto a pagar es igual al costo del equipamiento para energía reactiva por la cantidad de energía reactiva en exceso. En la formula (3) se establece el cálculo ejecutado en este caso, donde $PCHRE_{i,j}$ es la participación de la central en el cobro por el servicio de SRCT.

$$PCHRE_{i,j} = CKVArh_{nt} * QEE_{i,j} \quad (3)$$

1.2.4.4 Centrales hidroeléctricas operando como condensadores síncronos

Las centrales hidroeléctricas son despachadas como compensador síncrono por el CCE, el pago correspondiente a esta central por el servicio de SRCT es calculado en base a la formula (4). Donde $PCHCS_{i,j}$ es la participación de la central en el cobro por este servicio y $EAC_{i,j}$ es la energía reactiva consumida por la central “i” al operar como condensador síncrono.

$$PCHCS_{i,j} = \max [CKVArh_{nt} * QEE_{i,j}; EAC_{i,j} * CMg_{b,i,j}] \quad (4)$$

1.2.4.5 Centrales operando por debajo de la energía reactiva base

Las centrales que, luego de que el CCE le solicite que entreguen energía reactiva por encima de su ERB_i , incumplan con este requerimiento deberán ser incorporadas como deudoras al pago por el servicio de SRCT. La participación ($PERNE_{i,j}$) de estas centrales se determina con la formula (5), donde $QNE_{i,j}$ es la energía reactiva no entregada por la central.

$$PERNE_{i,j} = CKVArh_{nt} * QNE_{i,j} \quad (5)$$

1.2.4.6 Otros aspectos relevantes

Los costos asociados a los equipos de compensación de potencia reactiva propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) son reflejados en el peaje de transmisión y por esto debe estar siempre disponible. En caso de que estos equipos estén indisponibles la ETED debe participar en el pago de la remuneración como deudor. Otras empresas con equipos de compensación también pueden participar en la compensación del servicio SRCT.

Las empresas distribuidoras y los Usuarios No Regulados (UNR) con factores de potencia por debajo de 0.9 también entran dentro de los agentes

deudores al momento de procesar los pagos a los agentes generadores acreedores, junto con los generadores que operaron por debajo de la energía reactiva base.

Estos pagos y los montos adeudados son escalados al menor de ambos. Cuando el monto total adeudado es menor que el monto a pagar, las remuneraciones son disminuidas proporcionalmente hasta que sean iguales al este monto adeudado. En el caso contrario, el monto adeudado es reducido proporcionalmente hasta que sea igual al monto a pagar.

1.3 Definición de términos básicos

Curva de capacidad: es una curva que define los límites de operación de los generadores en términos de la relación entre potencia activa y reactiva.

Potencia reactiva: es la porción de energía eléctrica por unidad de tiempo usada por los inductores y capacitores para generar los campos magnéticos y eléctricos, respectivamente. Esta potencia no es consumida, sino que circula en las redes de potencia.

Control de tensión: son las acciones automáticas o manuales con el fin de mejorar las condiciones de voltaje en las redes eléctricas.

Costo de oportunidad: es la pérdida de beneficios asociados a la elección de una alternativa. En SEP está relacionado con la limitación de un recurso debido a la necesidad de producir otro.

CAPITULO II: PROPUESTA DE SOLUCIÓN

En este proyecto se pretende realizar una propuesta de remuneración para el servicio de soporte de reactivos y control de tensión, bajo mecanismos obligatorios especificando requisitos mínimos, como una banda potencia reactiva o un rango de factor de potencia, para las centrales generadoras tanto síncronas como renovables. Se hará una comparación, en caso base genérico

de prueba del sistema de Nueva Inglaterra en EE. UU. de 39 barras modificado, del esquema de remuneración actual, que no está siendo aplicado, y la propuesta que estará basada en los costos de oportunidad, costos de incremento de pérdidas y modelos de costos que consideren los gastos asociados a la producción de reactivos. Solo se pretende remunerar centrales que estén operando fuera de los requerimientos obligatorios, centrales operando como condensadores síncronos y, centrales forzadas por soporte de reactivos y control de tensión. Se usará un flujo de potencia óptimo (OPF) buscando la maximización de la reserva de potencia reactiva, buscando capacidad de respuesta ante contingencias y minimización de los costos correspondientes a la remuneración propuesta. Un OPF que tiene como objetivo la minimización de las pérdidas totales se usa como punto de comparación.

Luego de comprobar que la propuesta de remuneración es más atractiva para los generadores, se usará este esquema en los datos de programas de operación del SENI para comprobar como aumentarían los costos de producción del sistema por este aumento de seguridad. Los costos asociados al soporte de reactivos y control de tensión serán divididos entre las empresas de transmisión y distribución donde ocurra la contingencia o necesidad de reactivos por bajo o alto voltaje, funcionando esto como señal económica para que la empresa de transmisión invierta en equipos para este servicio que al final le son reconocidos en sus peajes.

2.1 Objetivos de la propuesta

Dentro de los objetivos que se pretenden lograr con esta propuesta son:

- Establecer un esquema de remuneración del servicio de soporte de potencia reactiva y control de tensión que fomente la participación de las centrales generadoras en este servicio auxiliar.

- Identificar sobre quien recae la responsabilidad de proveer la potencia reactiva suficiente y necesaria para que la operación del SENI sea segura.
- Fomentar las inversiones en equipos de compensación de potencia reactiva con señales económicas fruto del esquema propuesto.

2.2 Esquema de remuneración propuesto para el servicio de regulación de tensión y soporte de reactivos

El esquema propuesto se basa en un modelo de pagos por utilización de la energía reactiva con una banda de aporte de potencia reactiva obligatorio, donde las centrales son remuneradas por la energía entregada. A diferencia del esquema actual para esta remuneración, se pagará el total de la energía aporta y no solo el exceso. Esto se debe a que los pagos resultantes de solo retribuir los excesos de energía reactiva aportada son muy bajos y no representan una motivación para ofrecer este servicio, además de que integran en el pago por las mayores pérdidas que puede incurrir el generador por producir más potencia reactiva.

La banda de factor de potencia límite, a partir del cual se pagará la remuneración, es de 0.9 en atraso y en adelante para las centrales de generación. Por esto, los límites y requerimientos de FP, establecidos en los artículos 141, 154, 328, 372, etc. del RALGE 125-01, debe ser modificado a 0.95 para las barras conectadas en alta tensión en subestaciones de UNRs y empresas distribuidoras, y 0.9 para las barras en alta tensión subestaciones de generación y transmisión. Esto asegura que solo cuando el servicio es realmente requerido las empresas de transmisión y distribución lo paguen, y los motiva a realizar las inversiones de lugar para garantizar que en sus barras el consumo de reactivos es manejable por las centrales en su rango de servicio obligatorio.

En los siguientes acápite se detallan los casos identificados y las fórmulas a aplicar para la remuneración de las centrales.

2.2.1 Centrales despachadas por orden de mérito que ofrecen el servicio de SRCT

Para las centrales despachadas por orden de mérito cuyo factor de potencia es menor a 0.9 en adelanto o atraso atendiendo a los requerimientos del SEP corresponde un pago por la totalidad de la energía reactiva aportada. El valor unitario por pagar debe ser auditado por la SIE, en base a un modelo de costos transparente donde el costo de producción de potencia reactiva sea reflejado para cada central. En la ecuación (6) se muestra el cálculo que determina el monto a pagar, donde $P_{SRCT(ih)}$ es el pago por el servicio SRCT para el generador i en el intervalo de tiempo h , $Q_{gen(ih)}$ es la potencia reactiva ponderada del generador i en el intervalo de tiempo h , $C_{MVar(i)}$ es el costo unitario en $\frac{\$}{MVar}$ de producir potencia reactiva para el generador i y $Q_{EE(ih)}$ es la potencia reactiva en exceso, por encima del valor obligatorio, en el intervalo de tiempo h para la central i .

$$P_{SRCT(ih)} = \begin{cases} Q_{gen(ih)} * C_{MVar(i)}; & Q_{EE(ih)} > 0 \\ 0; & Q_{EE(ih)} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

2.2.2 Centrales limitadas en su producción de potencia activa por SRCT

Las centrales que estén despachadas por orden de mérito y, por órdenes del operador del sistema, se limite su producción de potencia activa para que la central genere más potencia reactiva deben ser compensadas tanto por el servicio de SRCT como por el costo de oportunidad que incurren por conveniencia del SEP. En la ecuación (7) se observa la fórmula para el pago a las centrales afectadas por las limitaciones anteriormente descritas donde $P_{SRCT+CO(ih)}$ es la remuneración por el servicio de SRCT que incluye el

costo de oportunidad, representado por la segunda parte de la formula. Esta es la diferencia entre la consigna de potencia activa ($P_{ini(i)}$) que la central i tenía justo antes de que se ordene la limitación menos la potencia activa ponderada ($P_{gen(ih)}$) que generó en el intervalo h . Esto es multiplicado por el costo marginal (CMG_h) del sistema en el intervalo h .

$$P_{SRCT+CO(ih)} = Q_{gen(ih)} * C_{MVar(i)} + CMG_{(h)} * (P_{ini(i)} - P_{gen(ih)}) \quad (7)$$

2.2.3 Centrales hidroeléctricas operando como condensador síncrono

Las centrales hidroeléctricas que tienen la capacidad de operar como condensadores síncronos pueden ser utilizadas para suplir potencia reactiva en momentos que no se encuentren despachadas en el SENI. Como el fin principal de las reservas de agua en las presas que tienen centrales hidroeléctricas en la República Dominicana es el riego de cosechas, estas pudieran ofrecer el servicio de SRCT en momentos donde el programa de irrigación no las contempla produciendo potencia activa. Para esto las centrales hidroeléctricas consumirían potencia activa para obtener el par mínimo necesario para producir la potencia reactiva, que puede cambiar su punto de operación con el sistema de excitación. En la ecuación (8) se establece el cálculo para el pago por SRCT a centrales hidroeléctricas, o cualquier otro tipo de central, operando como condensador síncrono. $P_{SRCTCS(ih)}$ es el monto por pagar para la central i en el intervalo o periodo h y $P_{consumida(ih)}$ es la potencia activa consumida con la central i en el periodo h para producir potencia reactiva en este modo.

$$P_{SRCTCS(ih)} = Q_{gen(ih)} * C_{MVar(i)} + P_{consumida(ih)} * CMG_{(h)} \quad (8)$$

2.2.4 Centrales térmicas despachadas forzadas por SRCT

Las centrales térmicas que sean despachadas violando el orden de mérito para salvaguardar las condiciones de tensión en una zona en particular

ofreciendo el servicio de SRCT deben ser remuneradas cubriendo su costo variable de producción de potencia activa mínima necesaria para que la central este en un estado de operación estable. La ecuación (9) muestra el cálculo de la remuneración propuesta para centrales bajo estas condiciones, donde se establece un pago ($P_{SRCTCF(ih)}$) que contempla el costo de producir la potencia activa necesaria para estabilizar la central, llamado costo variable de producción ($CVP_{(i)}$), y el incentivo por producir potencia reactiva para brindar el servicio SRCT.

$$P_{SRCTCF(ih)} = Q_{gen(ih)} * C_{MVar(i)} + P_{gen(ih)} * CVP_{(i)} \quad (9)$$

2.2.5 Centrales despachadas forzadas con múltiples servicios incluyendo el SRCT

En el caso de que las centrales forzadas para ofrecer el servicio SRCT sean asignadas otros servicios auxiliares para aprovechar su despacho, se debe agregar los pagos correspondientes a los otros servicios ofrecidos por la central. En la ecuación (21) se agrega a la ecuación (9) el termino $P_{OSA(ih)}$ donde se suma cualquier otro pago en el periodo h para la central forzada i. Es necesario que el operador del sistema observe el comportamiento de las centrales en este modo de operación para determinar si la central es necesaria para el servicio de SRCT.

$$P_{SRCTCFMSA(ih)} = Q_{gen(ih)} * C_{MVar(i)} + P_{gen(ih)} * CVP_{(i)} + P_{OSA(ih)} \quad (10)$$

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 Proceso Metodológico

Para realizar la primera parte de la propuesta es necesario buscar un modelo que describa los costos asociados a la producción de potencia reactiva por parte de las empresas generadoras. Luego se procede a correr un flujo

óptimo carga maximizando la reserva de reactivos de un sistema de prueba con varios escenarios, tanto de contingencia como normales. Con los datos obtenidos se realiza un esquema de pago basado en rangos de factor de potencia o bandas de potencia reactiva en base a las curvas de capacidad de los generadores. Se aplica tanto la remuneración actual establecida en la normativa vigente para el SENI de la República Dominicana como el esquema propuesto para cada caso evaluado. Luego, se comprueba cuál de los incentivos refleja de formas más acertada los costos asociados a la producción de reactivos.

En base a los datos obtenidos del proceso anterior, se aplica el mecanismo de remuneración propuesto a la información obtenida de los programas de operación para analizar los impactos económicos de esta implementación.

3.1.1 Etapas del proceso metodológico

La primera etapa de la propuesta se basa en la identificación de un modelo de costos en base a la utilización de la energía reactiva. La propuesta de remuneración propuesta se basa en un esquema donde las centrales deben aportar cierta cantidad de energía reactiva antes de que la misma sea valorada. Para establecer el valor de esa energía por central es necesario conocer datos de la central concernientes al costo variable de producción, y de aquí se pueden determinar costos asociados a la producción de reactivos. Otros análisis de costos pueden realizarse para determinar costos fijos, que deberían ser revisados cada cierto tiempo por el regulador del SEP. Para la comparación de esta propuesta con el método de remuneración contemplado en el marco normativo vigente se usará el mismo modelo para determinar el costo de la potencia reactiva.

La segunda etapa consiste en la realización de simulaciones para comparar la propuesta y el método actual. El caso base utilizado para realizar

los escenarios a analizar es el sistema de Nueva Inglaterra de 39 Barras, también conocido como el sistema de potencia de 10 máquinas de Nueva Inglaterra. Este sistema es modificado, eliminando el generador y las cargas que representan la interconexión al resto del sistema en los Estados Unidos, y adicionando cargas en algunas de las barras. En la Figura 4 se observa el diagrama unifilar del sistema descrito, y el detalle de este se puede observar en los anexos.

Se analizan tres escenarios de demanda: base, mínima y máxima. El escenario de demanda base consiste en cargas activas cercanas a la capacidad del sistema y cargas reactivas moderadas. El escenario de demanda mínima es alrededor del 70% de la demanda usada en el escenario base para las cargas. Mientras que el escenario de demanda máxima usa la misma carga activa y alrededor del doble de la carga reactiva del escenario de demanda base. En la Tabla 1 se observan los valores utilizados. Los datos de demanda del escenario base fueron extraídos del caso por defecto del sistema de 39 barras del módulo de sistemas de potencia “*MATPOWER V7.0*” para MATLAB [39].

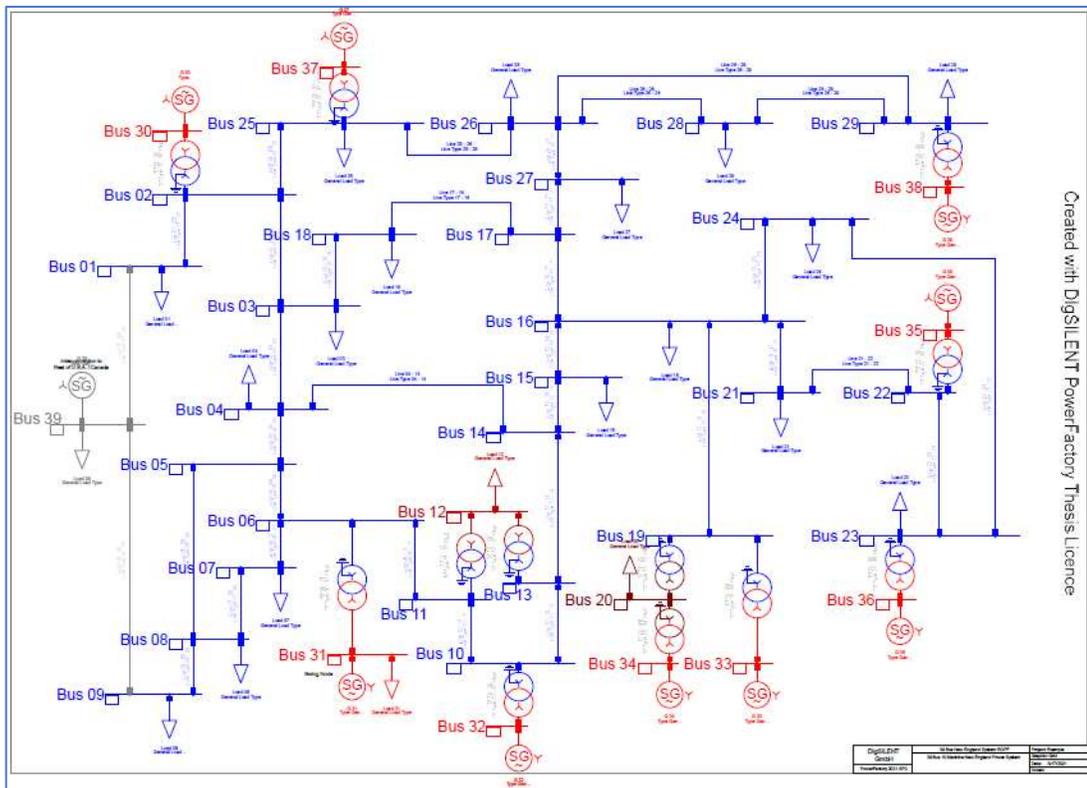


Figura 4. Diagrama Unifilar SEP 39 Barras

A este sistema, para cada escenario de demanda, se ejecutaron dos flujos óptimos de potencia (OPF). El primero minimizando las pérdidas totales del sistema y el otro maximizando la reserva reactiva tomando la potencia reactiva mínima de las centrales, lo que permite responder a eventos de caída de tensión con mayor efectividad. En ambos se utilizaron las restricciones de potencia activa y reactiva de las centrales, los límites de voltaje en las barras y de cargabilidad de las líneas de transmisión. Estos OPF también se realizaron a los escenarios de demanda bajo la contingencia n-1 de mayor repercusión que no afecta a los generadores despachados, en estos casos las restricciones cargabilidad fueron desactivadas sí el OPF no convergía. Las contingencias identificadas para cada escenario pueden ser observadas en los anexos. En la Tabla 2 se observan las contingencias que afectan más el voltaje en cada escenario.

En total seis escenarios son considerados, tres normales y tres con las contingencias activas, en cada uno se ejecutan dos OPF. Los resultados de los OPF para los generadores son extraídos y el despacho obtenido es usado para realizar los cálculos para las remuneraciones base de ambos métodos, el propuesto y el vigente. En las Tabla 3 y Tabla 4 se muestran los resultados obtenidos de estos flujos de potencia, en la primera están los datos de potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia de los generadores, asociados a los escenarios sin contingencia, mientras que en la segunda están los datos que hacen referencia al escenario con contingencia.

Tabla 1. Escenarios de demanda

Carga	Escenarios de Demanda					
	Máxima		Mínima		Base	
	P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)
Load 01	97.60	79.56	68.32	30.94	97.60	44.20
Load 03	322.00	4.32	225.40	1.68	322.00	2.40
Load 04	500.00	331.20	350.00	128.80	500.00	184.00
Load 07	233.80	151.20	163.66	58.80	233.80	84.00
Load 08	522.00	317.88	365.40	123.62	522.00	176.60
Load 09	6.50	-119.88	4.55	-46.62	6.50	-66.60
Load 12	8.53	158.40	5.97	61.60	8.53	88.00
Load 15	320.00	275.40	224.00	107.10	320.00	153.00
Load 16	329.00	58.14	230.30	22.61	329.00	32.30
Load 18	158.00	54.00	110.60	21.00	158.00	30.00
Load 20	680.00	185.40	476.00	72.10	680.00	103.00
Load 21	274.00	207.00	191.80	80.50	274.00	115.00
Load 23	247.50	152.28	173.25	59.22	247.50	84.60
Load 24	308.60	-165.96	216.02	-64.54	308.60	-92.20
Load 25	224.00	84.96	156.80	33.04	224.00	47.20
Load 26	139.00	30.60	97.30	11.90	139.00	17.00

Load 27	281.00	135.90	196.70	52.85	281.00	75.50
Load 28	206.00	49.68	144.20	19.32	206.00	27.60
Load 29	283.50	48.42	198.45	18.83	283.50	26.90
Load 31	9.20	8.28	6.44	3.22	9.20	4.60
Total	5150.23	2046.78	3605.16	795.97	5150.23	1137.10

Tabla 2. Contingencia n-1 aplicada en los escenarios de demanda

Escenario de demanda	Elemento en contingencia	Barra con la peor violación	Voltaje (p.u.)	Desviación
Mínima	Line 16 - 24	Bus 24	1.088	+3.8 %
Base	Line 16 - 24	Bus 24	1.078	+2.8 %
Máxima	Line 03 - 04	Bus 04	0.894	-5.6 %

Las curvas de costos utilizadas para los generadores fueron extrapoladas del caso por defecto para el sistema de 39 barras en el módulo “MATPOWER” y escaladas con las relaciones de costos referenciadas en [40]. Los costos reflejados están expresados en dólares y su precio fue escalado para que el costo por MW sea similar a los costos declarados por las centrales en el mercado dominicano. En la Figura 5 se puede observar los tres modelos de curva de costos usados basados en polinomios del segundo grado, cada generador dependiendo de su tecnología tiene una de estas curvas asignadas, la curva 1 es usada por los generadores hidroeléctricos, la curva 2 es usada por los generadores nucleares y la curva 3 por los generadores en base a combustibles fósiles. Los factores de escala (0.4 para las centrales hidroeléctricas y 0.85 para las centrales nucleares) obtenidos fueron basados en un aproximado de los promedios de costos de generación del 1970 al 2007, y aplicados a la curva 3 así obteniendo las otras dos curvas.

La última etapa consiste en la determinación de los costos asociados a escenarios de operación programados por el OC. De los días con peores

problemas de tensión para el año 2020, mostrados en la Tabla 5, se seleccionó el de peor (23-08-2020) y el mejor (10-03-2020) para poder estimar cuanto los costos operativos programados aumentan al aplicar la metodología propuesta. No se enfoca la metodología actual debido a que no se está aplicando, es decir el servicio de SRCT no se está remunerando como lo indica el RALGE 125-01.

Tabla 3. Resultados OPF escenario sin contingencia

Resultados escenario sin contingencia									
Generador	OPF Minimizando pérdidas activas totales								
	Demanda base			Demanda Mínima			Demanda Máxima		
	P (MW)	Q (MVA _r)	FP	P (MW)	Q (MVA _r)	FP	P (MW)	Q (MVA _r)	FP
30	725.45	112.34	0.99	421.79	-26.63	1.00	713.87	251.95	0.94
31	594.31	149.35	0.97	591.97	135.07	0.97	594.44	316.60	0.88
32	678.70	370.59	0.88	442.72	136.85	0.96	627.79	542.32	0.76
33	513.38	96.20	0.98	318.73	33.83	0.99	559.43	231.22	0.92
34	498.89	138.43	0.96	344.63	72.30	0.98	502.61	232.65	0.91
35	677.12	208.34	0.96	585.06	88.56	0.99	676.94	326.86	0.90
36	465.51	45.46	1.00	218.19	13.49	1.00	468.99	109.27	0.97
37	430.55	32.61	1.00	289.90	-23.55	1.00	427.30	119.95	0.96
38	598.21	-23.08	1.00	406.61	-81.21	0.98	616.09	77.06	0.99

Generador	OPF Maximizando reserva reactiva (potencia reactiva mínima como referencia)								
	Demanda base			Demanda Mínima			Demanda Máxima		
	P (MW)	Q (MVA _r)	FP	P (MW)	Q (MVA _r)	FP	P (MW)	Q (MVA _r)	FP
30	581.20	136.71	0.97	422.48	2.32	1.00	549.95	286.53	0.89
31	556.76	389.18	0.82	454.57	431.49	0.73	518.55	457.65	0.75
32	643.81	127.37	0.98	442.30	-6.08	1.00	642.70	354.67	0.88

33	638.14	183.29	0.96	426.97	66.60	0.99	653.97	325.56	0.90
34	472.09	81.06	0.99	331.62	10.80	1.00	487.76	167.60	0.95
35	590.10	167.13	0.96	397.67	55.44	0.99	594.66	294.25	0.90
36	478.14	105.84	0.98	299.86	22.15	1.00	495.87	173.06	0.94
37	447.95	49.22	0.99	328.82	-1.76	1.00	447.49	120.26	0.97
38	782.57	108.75	0.99	522.55	60.82	0.99	804.61	162.18	0.98

Tabla 4. Resultados OPF escenarios con contingencia

Resultados escenario con contingencia									
Generador	OPF Minimizando pérdidas activas totales								
	Demanda base			Demanda Mínima			Demanda Máxima		
	P (MW)	Q (MVA _r)	FP	P (MW)	Q (MVA _r)	FP	P (MW)	Q (MVA _r)	FP
30	725.78	135.32	0.98	421.51	-10.84	1.00	658.80	168.36	0.97
31	594.32	155.99	0.97	591.97	141.26	0.97	594.60	472.99	0.78
32	678.73	394.15	0.86	441.76	152.47	0.95	679.27	559.07	0.77
33	520.02	134.85	0.97	316.01	50.73	0.99	552.03	242.17	0.92
34	498.91	154.49	0.96	344.01	80.08	0.97	503.20	240.28	0.90
35	676.88	177.17	0.97	583.44	73.78	0.99	677.44	342.48	0.89
36	455.60	-21.54	1.00	223.87	-29.57	0.99	484.98	119.68	0.97
37	430.77	40.81	1.00	289.99	-18.22	1.00	433.44	108.30	0.97
38	601.77	-12.46	1.00	407.26	-73.16	0.98	606.22	63.88	0.99
Generador	OPF Maximizando reserva reactiva (potencia reactiva mínima como referencia)								
	Demanda base			Demanda Mínima			Demanda Máxima		
	P (MW)	Q (MVA _r)	FP	P (MW)	Q (MVA _r)	FP	P (MW)	Q (MVA _r)	FP
30	576.93	147.61	0.97	420.89	5.06	1.00	672.85	205.37	0.96
31	554.62	395.30	0.81	452.72	434.17	0.72	559.10	487.36	0.75

32	645.76	140.15	0.98	440.48	-3.77	1.00	605.14	549.28	0.74
33	638.89	192.41	0.96	423.54	68.19	0.99	623.52	332.48	0.88
34	472.83	86.76	0.98	330.21	11.76	1.00	475.66	164.65	0.94
35	594.57	147.37	0.97	403.30	53.01	0.99	598.60	299.99	0.89
36	473.76	81.42	0.99	306.84	19.03	1.00	450.41	139.60	0.96
37	448.51	54.15	0.99	327.89	-0.56	1.00	461.47	89.96	0.98
38	785.41	117.43	0.99	521.13	62.89	0.99	749.17	115.12	0.99

Tabla 5. Días con peores condiciones de voltaje en el SENI en el año 2020

Día	Porcentaje Cumplimiento 345 kV	Porcentaje Cumplimiento 138 kV	Porcentaje Cumplimiento 69 kV
09-01-20	100%	78%	89%
12-02-20	100%	77%	91%
10-03-20	100%	97%	97%
30-04-20	100%	97%	94%
27-05-20	100%	94%	95%
27-06-20	100%	92%	90%
23-07-20	100%	89%	94%
23-08-20	88%	74%	91%
02-09-20	100%	89%	95%
02-10-20	100%	90%	93%
04-11-20	100%	95%	93%
02-12-20	100%	98%	95%

3.1.2 Modelo de costo y consideraciones para su cálculo

El modelo de costos usado se basa en los coeficientes de costo de producción de potencia activa y la relación triangular existente entre la potencia reactiva, activa y aparente establecida en [37], detallada en [38]. En

la formula (11) se establece la relación entre los coeficientes de costos para la potencia activa que forman las curvas en la Figura 5, y los coeficientes para la potencia reactiva. Como estos coeficientes son dependientes del punto de operación de la central, es decir el factor de potencia, son variables, aumentando proporcionalmente con la producción de reactivos. En las Figura 6 y Figura 7 se muestran las curvas de costos de energía reactiva para dos factores de potencia (0.9 y 0.5 respectivamente). En las fórmulas (12) y (13) muestran el modelo de costos para la utilización de potencia activa y reactiva respectivamente.

$$a_q = a_p * \sin^2 \phi ; b_q = b_p * \sin \phi ; c_q = c_p \quad (11)$$

$$C_p = a_p * P^2 + b_p * P + c_p \quad (12)$$

$$C_q = a_q * Q^2 + b_q * Q + c_q \quad (13)$$

Donde a_p, b_p y c_p son los coeficientes de costos para la potencia activa, a_q, b_q y c_q son los coeficientes de costo determinados para la potencia reactiva, ϕ es el ángulo obtenido de la relación entre la potencia activa y aparente, C_p y C_q son las funciones de costos para la potencia activa y reactiva usadas, y P y Q son los valores de potencia activa y reactiva en el punto de operación de la central generadora donde es de interés determinar el costo. Los coeficientes de costos por generador están detallados en la Tabla 6.

Para la determinación de los costos sistémicos usados para calcular los pagos correspondientes a la potencia activa se hacen dos simplificaciones importantes. En vez de usar el costo variable de despacho de las centrales, se opta por usar el costo variable de producción (CVP) determinado con la formula (11), por lo que las pérdidas no son consideradas. El costo marginal (CMg) se establece como el mayor CVP para el escenario en cuestión. Para el cálculo del costo de potencia reactiva para los datos del SENI se usa la

aproximación de que cada 0.01 representa un 2% del CVP de la central, para centrales hidroeléctricas que en el SENI no tienen un CVP se usa el CMg. Esta aproximación puede causar que los costos reflejados sean mayores a los reales. Una buena determinación de este costo por central debe ser parte del trabajo de la SIE, encargada de establecer estos los valores unitarios por central para los incentivos de lugar.

Tabla 6. Coeficientes de costos para potencia activa por central

Central	$a_p (\frac{\$}{MW^2})$	$b_p (\frac{\$}{MW})$	$c_p (\$)$
30	0.04	1.2	0.8
31	0.085	2.55	1.7
32	0.085	2.55	1.7
33	0.1	3	2
34	0.1	3	2
35	0.085	2.55	1.7
36	0.1	3	2
37	0.085	2.55	1.7
38	0.085	2.55	1.7

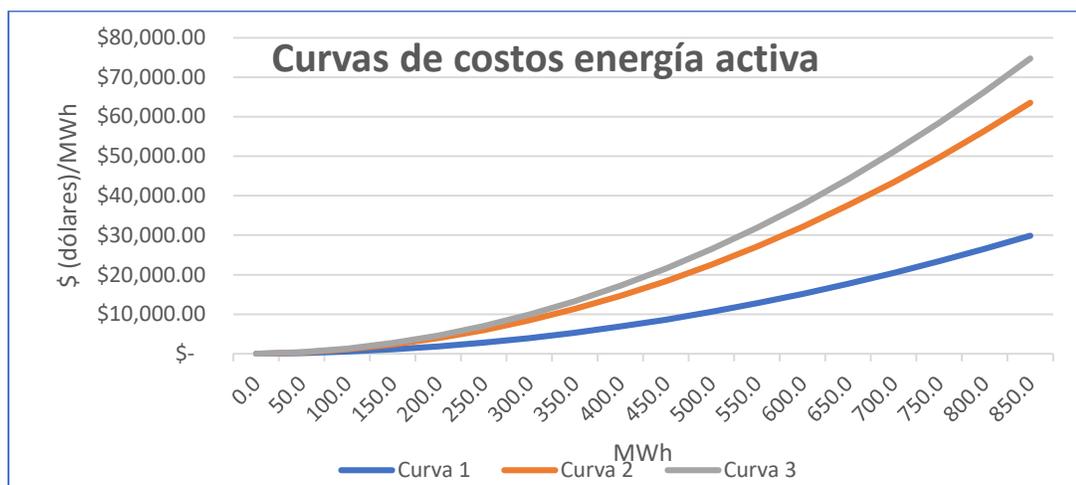


Figura 5. Curvas de costos de energía activa para los generadores

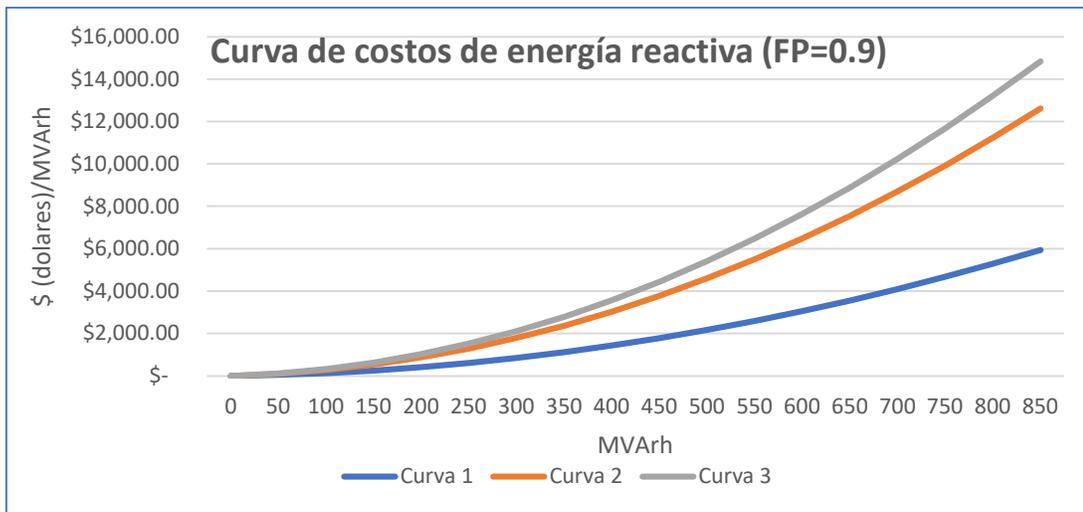


Figura 6. Curvas de costos de energía reactiva para generadores con FP de 0.9

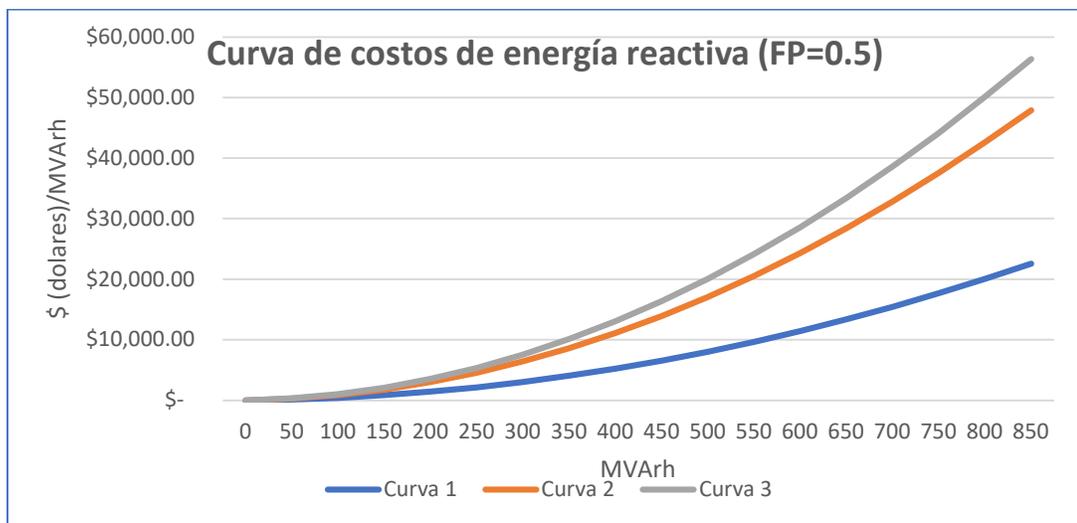


Figura 7. Curvas de costos de energía reactiva para generadores con FP de 0.5

3.2 Herramientas Computacionales para el procesamiento de la información

Los OPF, análisis de contingencias y la preparación del caso de 39 barras fueron realizados en el software Power Factory de Digsilent 2021 SP2. El método de optimización no lineal usado para los OPF AC utiliza optimización

basada en algoritmos de punto interior del estado del arte para la solución de estos problemas [41]. Los algoritmos del punto interior son algoritmos iterativos que crean una secuencia de puntos sobre una curva en el interior de la región factible. Este algoritmo usa los siguientes pasos de forma general para evaluar resultados [42]:

1. Escoge un punto de prueba inicial en la región factible para el algoritmo iterativo.
2. Realiza una transformación lineal de la región factible para que el punto de prueba actual este alejado de su frontera.
3. Escoge una dirección para moverse del punto actual hacia otro punto de prueba dentro de la región factible que mejore el valor de la función objetivo.
4. Si se cumple cierta condición de parada, se detiene el algoritmo, de lo contrario se repite el proceso anterior a partir del segundo paso.

Este método de optimización es muy utilizado por su velocidad de convergencia para resolver problemas lineales y no lineales en un tiempo prudente, más rápidos que otros métodos [43].

Las dos funciones objetivo-seleccionadas fueron la minimización de pérdidas totales y la maximización de la reserva reactiva para los OPF ejecutados. La primera debido a su alto uso como objetivo de optimización en SEP en diversos estudios, y a su capacidad de reducir costos de generación y aumentar las reservas de generación [44]. Para alcanzarlo la potencia reactiva local juega un papel fundamental, maximizando la capacidad de transferencia de potencia activa al minimizar el módulo de la corriente que a su vez minimiza las pérdidas debido a que estas son proporcionales al cuadrado del módulo de la corriente. La segunda función objetivo permite maximizar la respuesta de los SEP a eventos que causen caídas o subidas de tensión, asegurando la existencia de capacidad disponible para responder a estas contingencias y minimizando el costo asociado a la producción de

reactivos en escenarios normales, dependiendo de la referencia de esta optimización. En el software usado hay tres referencias posibles para esta segunda función objetivo el límite superior de potencia reactiva, el límite inferior y la potencia reactiva objetivo o despachada. Para las corridas realizadas se eligió el límite inferior como referencia, que permite responder mejor a contingencias que produzcan bajas tensiones [41].

En [45] se muestra una formulación matemática para la maximización de la reserva de potencia reactiva basadas en las fórmulas de producción de potencia activa y reactiva de generadores síncronos. En las ecuaciones (14) y (15) los autores determinan la máxima potencia reactiva producible basándose en los límites de la corriente de campo y los límites de corriente de armadura respectivamente. El menor valor de potencia reactiva, de los obtenidos en las ecuaciones anteriores, es usado en (21) y esta fórmula es usada como objetivo para la optimización. En estas formulas V_g es el voltaje en los terminales del generador, X_d es la reactancia de síncrona de eje directo, P_g es la potencia activa del generador, $I_{gf \ max}$ es la corriente de campo máxima del generador, $I_{ga \ max}$ es la corriente de armadura máxima del generador, Q_g es la potencia reactiva del generador en el punto de operación correspondiente, Q_{gmax} la potencia reactiva máxima del generador y Q_{maxres} es la reserva de potencia reactiva máxima por generador. Estas fórmulas fueron obtenidas usando un modelo de generador de rotor cilíndrico ($X_d = X_q$).

$$Q_{gmax} = -\frac{V_g^2}{X_d} + \sqrt{\frac{V_g^2 I_{gf \ max}^2}{X_d^2} - P_g^2} \quad (14)$$

$$Q_{gmax} = \sqrt{V_g^2 I_{ga \ max}^2 - P_g^2} \quad (15)$$

$$Q_{maxres} = Q_{g \ max} - Q_g \quad (16)$$

$$\text{Maximizar } Q_{maxres} = \sum_{i=1}^{N_g} Q_{gmax \ i} - \sum_{i=1}^{N_g} Q_{gi}$$

En [4] la formulación clásica del objetivo de minimización de las pérdidas activas totales. En la ecuación (21) se puede observar este objetivo. Donde P_L son las pérdidas activas totales, P_{G_i} la potencia activa producida por cada generador i hasta el máximo N_G y P_{L_j} es la potencia activa de cada carga j hasta el máximo N_L .

$$\text{Minimizar } P_L = \sum_{i=1}^{N_G} P_{G_i} - \sum_{j=1}^{N_L} P_{L_j} \quad (17)$$

En las ecuaciones (18), (19), (20) y (21) se muestran las restricciones utilizadas para estas optimizaciones. En orden estas son: los límites de voltaje en cada barra i , los límites de potencia activa y reactiva para cada generador i y los límites de cargabilidad para las líneas de transmisión.

$$V_{bus\ i\ max} > V_{bus\ i} > V_{bus\ i\ min} \quad (18)$$

$$P_{g_i\ max} > P_{g_i} > P_{g_i\ min} \quad (19)$$

$$Q_{g_i\ max} > Q_{g_i} > Q_{g_i\ min} \quad (20)$$

$$S_{line} \leq S_{line\ max} \quad (21)$$

Todos los resultados obtenidos son procesados usando programas de hojas de cálculo contemporáneos, donde se realizan los cálculos de los coeficientes de costo de potencia reactiva, se calculan los montos de remuneración total para el servicio de SRCT con ambos métodos, el actual y el propuesto, y se calcula el pago que obtendrían los generadores por la potencia activa generada. Esto último para comparar el porcentaje del costo adicional que incurre el sistema al utilizar el esquema de remuneración actual y el propuesto para el servicio de SRTC. También, se realizan los cálculos de los costos asociados a la propuesta de remuneración para los programas de operación diarios del 10-03-2020 y el 23-08-2020.

CAPITULO IV: RESULTADOS

Tabla 7. Resultados remuneración actual escenario sin contingencia OPF

Minimización pérdidas totales

Escenarios sin contingencia OPF Minimización de Pérdidas									
Demanda Base									
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVar)		(\$/MW)		(\$/MVar)			
30	0.99	386.71	0.00	\$ 30.22	\$ 60.24	\$ 0.30	\$ -	\$ -	\$ 43,702.80
31	0.97	322.80	0.00	\$ 53.07	\$ 60.24	\$ 1.39	\$ -	\$ -	\$ 35,802.30
32	0.88	407.35	0.00	\$ 60.24	\$ 60.24	\$ 8.46	\$ -	\$3,135.71	\$ 40,886.37
33	0.98	275.14	0.00	\$ 54.34	\$ 60.24	\$ 0.90	\$ -	\$ -	\$ 30,926.78
34	0.96	272.74	0.00	\$ 52.89	\$ 60.24	\$ 1.81	\$ -	\$ -	\$ 30,054.30
35	0.96	373.20	0.00	\$ 60.11	\$ 60.24	\$ 2.29	\$ -	\$ -	\$ 40,791.24
36	1.00	246.39	0.00	\$ 49.56	\$ 60.24	\$ 0.38	\$ -	\$ -	\$ 28,043.17
37	1.00	227.45	0.00	\$ 39.15	\$ 60.24	\$ 0.26	\$ -	\$ -	\$ 25,936.93
38	1.00	-315.36	0.00	\$ 53.40	\$ 60.24	\$ 0.17	\$ -	\$ -	\$ 36,037.42
Total							\$ -	\$3,135.71	\$ 312,181.32
Demanda Mínima									
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVar)		(\$/MW)		(\$/MVar)			
30	1.00	-222.63	0.00	\$ 18.07	\$ 52.87	\$ 0.11	\$ -	\$ -	\$ 22,299.94
31	0.97	319.85	0.00	\$ 52.87	\$ 52.87	\$ 1.15	\$ -	\$ -	\$ 31,297.75
32	0.96	244.11	0.00	\$ 40.19	\$ 52.87	\$ 1.78	\$ -	\$ -	\$ 23,406.84
33	0.99	168.85	0.00	\$ 34.88	\$ 52.87	\$ 0.41	\$ -	\$ -	\$ 16,851.60
34	0.98	185.50	0.00	\$ 37.47	\$ 52.87	\$ 0.95	\$ -	\$ -	\$ 18,220.94
35	0.99	311.71	0.00	\$ 52.28	\$ 52.87	\$ 0.57	\$ -	\$ -	\$ 30,932.57
36	1.00	115.16	0.00	\$ 24.83	\$ 52.87	\$ 0.34	\$ -	\$ -	\$ 11,535.64
37	1.00	-153.22	0.00	\$ 27.20	\$ 52.87	\$ 0.29	\$ -	\$ -	\$ 15,326.92
38	0.98	-218.42	0.00	\$ 37.12	\$ 52.87	\$ 0.79	\$ -	\$ -	\$ 21,497.48

							Total	\$ -	\$ -	\$ 191,369.67
Demanda Máxima										
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa	
		(MVAr)		(\$/MW)		(\$/MVAr)				
30	0.94	398.79	0.00	\$ 29.76	\$ 60.09	\$ 1.52	\$ -	\$ -	\$ 42,898.47	
31	0.88	354.78	0.00	\$ 53.08	\$ 60.09	\$ 7.15	\$ -	\$ 2,263.97	\$ 35,721.35	
32	0.76	437.02	105.30	\$ 55.92	\$ 60.09	\$ 21.37	\$ 2,250.30	\$ 11,589.25	\$ 37,725.87	
33	0.92	318.88	0.00	\$ 58.95	\$ 60.09	\$ 4.53	\$ -	\$ -	\$ 33,617.75	
34	0.91	291.76	0.00	\$ 53.27	\$ 60.09	\$ 5.37	\$ -	\$ -	\$ 30,203.34	
35	0.90	396.00	0.00	\$ 60.09	\$ 60.09	\$ 6.37	\$ -	\$ -	\$ 40,679.43	
36	0.97	253.67	0.00	\$ 49.90	\$ 60.09	\$ 1.26	\$ -	\$ -	\$ 28,182.90	
37	0.96	233.79	0.00	\$ 38.87	\$ 60.09	\$ 1.45	\$ -	\$ -	\$ 25,677.45	
38	0.99	327.07	0.00	\$ 54.92	\$ 60.09	\$ 0.44	\$ -	\$ -	\$ 37,022.48	
							Total	\$ 2,250.30	\$ 13,853.22	\$ 311,729.04

Tabla 8. Resultados remuneración actual escenario sin contingencia OPF

Maximización reserva reactiva

Escenarios sin contingencia OPF Maximizando Reserva Reactiva									
Demanda Base									
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVAr)		(\$/MW)		(\$/MVAr)			
30	0.97	314.52	0.00	\$ 24.45	\$ 69.07	\$ 0.57	\$ -	\$ -	\$ 40,143.97
31	0.82	357.84	31.34	\$ 49.88	\$ 69.07	\$ 12.32	\$ 386.19	\$ 4,795.97	\$ 38,455.95
32	0.98	345.72	0.00	\$ 57.28	\$ 69.07	\$ 0.92	\$ -	\$ -	\$ 44,468.23
33	0.96	349.75	0.00	\$ 66.82	\$ 69.07	\$ 2.24	\$ -	\$ -	\$ 44,076.60
34	0.99	252.33	0.00	\$ 50.21	\$ 69.07	\$ 0.76	\$ -	\$ -	\$ 32,607.92
35	0.96	323.08	0.00	\$ 52.71	\$ 69.07	\$ 1.76	\$ -	\$ -	\$ 40,758.57
36	0.98	257.97	0.00	\$ 50.82	\$ 69.07	\$ 1.16	\$ -	\$ -	\$ 33,025.38
37	0.99	237.39	0.00	\$ 40.63	\$ 69.07	\$ 0.36	\$ -	\$ -	\$ 30,940.06
38	0.99	416.21	0.00	\$ 69.07	\$ 69.07	\$ 0.54	\$ -	\$ -	\$ 54,053.14

							Total	\$ 386.19	\$ 4,795.97	\$ 358,529.82
Demanda Mínima										
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa	
		(MVAr)		(\$/MW)		(\$/MVAr)				
30	1.00	222.56	0.00	\$ 18.10	\$ 46.97	\$ 0.35	\$ -	\$ -	\$ 19,843.83	
31	0.73	330.16	101.33	\$ 41.19	\$ 46.97	\$ 19.14	\$ 1,939.73	\$ 8,260.05	\$ 21,351.09	
32	1.00	-233.02	0.00	\$ 40.15	\$ 46.97	\$ 0.31	\$ -	\$ -	\$ 20,774.67	
33	0.99	227.64	0.00	\$ 45.70	\$ 46.97	\$ 0.65	\$ -	\$ -	\$ 20,054.72	
34	1.00	174.79	0.00	\$ 36.17	\$ 46.97	\$ 0.28	\$ -	\$ -	\$ 15,576.25	
35	0.99	211.51	0.00	\$ 36.36	\$ 46.97	\$ 0.47	\$ -	\$ -	\$ 18,678.60	
36	1.00	158.39	0.00	\$ 32.99	\$ 46.97	\$ 0.32	\$ -	\$ -	\$ 14,084.21	
37	1.00	-173.22	0.00	\$ 30.50	\$ 46.97	\$ 0.98	\$ -	\$ -	\$ 15,444.59	
38	0.99	277.13	0.00	\$ 46.97	\$ 46.97	\$ 0.39	\$ -	\$ -	\$ 24,543.90	
							Total	\$ 1,939.73	\$ 8,260.05	\$ 170,351.86
Demanda Máxima										
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa	
		(MVAr)		(\$/MW)		(\$/MVAr)				
30	0.89	326.67	0.00	\$ 23.20	\$ 70.94	\$ 3.00	\$ -	\$ 860.83	\$ 39,015.68	
31	0.75	364.33	93.32	\$ 46.63	\$ 70.94	\$ 18.72	\$ 1,747.33	\$ 8,569.16	\$ 36,788.03	
32	0.88	386.70	0.00	\$ 57.18	\$ 70.94	\$ 8.27	\$ -	\$ 2,934.65	\$ 45,596.19	
33	0.90	384.83	0.00	\$ 68.40	\$ 70.94	\$ 7.81	\$ -	\$ 2,542.14	\$ 46,395.52	
34	0.95	271.69	0.00	\$ 51.78	\$ 70.94	\$ 2.76	\$ -	\$ -	\$ 34,603.44	
35	0.90	349.51	0.00	\$ 53.10	\$ 70.94	\$ 6.06	\$ -	\$ 1,781.94	\$ 42,187.67	
36	0.94	276.67	0.00	\$ 52.59	\$ 70.94	\$ 2.88	\$ -	\$ -	\$ 35,179.08	
37	0.97	244.10	0.00	\$ 40.59	\$ 70.94	\$ 1.36	\$ -	\$ -	\$ 31,747.08	
38	0.98	432.38	0.00	\$ 70.94	\$ 70.94	\$ 1.05	\$ -	\$ -	\$ 57,082.78	
							Total	\$ 1,747.33	\$ 16,688.72	\$ 368,595.45

Tabla 9. Resultados remuneración actual escenario con contingencia OPF

Minimización pérdidas totales

Escenarios con contingencia OPF Minimización de Perdidas									
Demanda Base									
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVar)		(\$/MW)		(\$/MVar)			
30	0.98	388.92	0.00	\$ 30.23	\$ 60.24	\$ 0.32	\$ -	\$ -	\$ 43,723.87
31	0.97	323.68	0.00	\$ 53.07	\$ 60.24	\$ 1.42	\$ -	\$ -	\$ 35,804.58
32	0.86	413.46	0.00	\$ 60.24	\$ 60.24	\$ 8.92	\$ -	\$3,516.19	\$ 40,889.31
33	0.97	283.00	0.00	\$ 55.01	\$ 60.24	\$ 1.02	\$ -	\$ -	\$ 31,327.96
34	0.96	275.13	0.00	\$ 52.90	\$ 60.24	\$ 1.92	\$ -	\$ -	\$ 30,056.68
35	0.97	368.58	0.00	\$ 60.09	\$ 60.24	\$ 2.06	\$ -	\$ -	\$ 40,778.28
36	1.00	-240.27	0.00	\$ 48.56	\$ 60.24	\$ 0.40	\$ -	\$ -	\$ 27,447.14
37	1.00	227.94	0.00	\$ 39.17	\$ 60.24	\$ 0.25	\$ -	\$ -	\$ 25,951.64
38	1.00	-317.07	0.00	\$ 53.70	\$ 60.24	\$ 0.24	\$ -	\$ -	\$ 36,253.28
Total							\$ -	\$3,516.19	\$ 312,232.75
Demanda Mínima									
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVar)		(\$/MW)		(\$/MVar)			
30	1.00	-222.12	0.00	\$ 18.06	\$ 52.87	\$ 0.15	\$ -	\$ -	\$ 22,285.47
31	0.97	320.59	0.00	\$ 52.87	\$ 52.87	\$ 1.17	\$ -	\$ -	\$ 31,297.33
32	0.95	246.18	0.00	\$ 40.10	\$ 52.87	\$ 1.89	\$ -	\$ -	\$ 23,355.62
33	0.99	168.60	0.00	\$ 34.61	\$ 52.87	\$ 0.41	\$ -	\$ -	\$ 16,707.68
34	0.97	186.06	0.00	\$ 37.41	\$ 52.87	\$ 0.98	\$ -	\$ -	\$ 18,187.73
35	0.99	309.79	0.00	\$ 52.15	\$ 52.87	\$ 0.55	\$ -	\$ -	\$ 30,846.46
36	0.99	-118.96	0.00	\$ 25.40	\$ 52.87	\$ 0.26	\$ -	\$ -	\$ 11,836.13
37	1.00	-153.06	0.00	\$ 27.20	\$ 52.87	\$ 0.31	\$ -	\$ -	\$ 15,331.74
38	0.98	-217.97	0.00	\$ 37.17	\$ 52.87	\$ 0.76	\$ -	\$ -	\$ 21,531.65
Total							\$ -	\$ -	\$ 191,379.81
Demanda Máxima									

G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVar)		(\$/MW)		(\$/MVar)			
30	0.97	358.20	0.00	\$ 27.55	\$ 60.29	\$ 1.15	\$ -	\$ -	\$ 39,719.34
31	0.78	400.24	72.75	\$ 53.09	\$ 60.29	\$ 10.09	\$ 733.76	\$ 4,770.80	\$ 35,848.80
32	0.77	463.44	95.63	\$ 60.29	\$ 60.29	\$ 21.98	\$ 2,101.68	\$ 12,287.00	\$ 40,953.73
33	0.92	317.55	0.00	\$ 58.21	\$ 60.29	\$ 4.69	\$ -	\$ -	\$ 33,282.11
34	0.90	293.75	0.00	\$ 53.32	\$ 60.29	\$ 5.51	\$ -	\$ -	\$ 30,338.42
35	0.89	399.88	0.00	\$ 60.13	\$ 60.29	\$ 6.62	\$ -	\$ 2,266.39	\$ 40,843.22
36	0.97	263.14	0.00	\$ 51.50	\$ 60.29	\$ 1.31	\$ -	\$ -	\$ 29,239.57
37	0.97	235.35	0.00	\$ 39.40	\$ 60.29	\$ 1.38	\$ -	\$ -	\$ 26,132.43
38	0.99	321.11	0.00	\$ 54.08	\$ 60.29	\$ 0.43	\$ -	\$ -	\$ 36,549.44
Total							\$ 2,835.45	\$ 19,324.19	\$ 312,907.07

*Tabla 10. Resultados remuneración actual escenario con contingencia OPF
Maximización reserva reactiva*

Escenarios con contingencia OPF Maximizando Reserva Reactiva									
Demanda Base									
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVar)		(\$/MW)		(\$/MVar)			
30	0.97	313.71	0.00	\$ 24.28	\$ 69.31	\$ 0.59	\$ -	\$ -	\$ 39,988.19
31	0.81	358.78	36.52	\$ 49.70	\$ 69.31	\$ 12.49	\$ 456.27	\$ 4,938.88	\$ 38,441.92
32	0.98	348.09	0.00	\$ 57.44	\$ 69.31	\$ 0.96	\$ -	\$ -	\$ 44,758.57
33	0.96	351.49	0.00	\$ 66.89	\$ 69.31	\$ 2.30	\$ -	\$ -	\$ 44,282.26
34	0.98	253.24	0.00	\$ 50.29	\$ 69.31	\$ 0.78	\$ -	\$ -	\$ 32,772.78
35	0.97	322.69	0.00	\$ 53.09	\$ 69.31	\$ 1.64	\$ -	\$ -	\$ 41,210.64
36	0.99	253.23	0.00	\$ 50.38	\$ 69.31	\$ 1.05	\$ -	\$ -	\$ 32,837.31
37	0.99	237.98	0.00	\$ 40.68	\$ 69.31	\$ 0.36	\$ -	\$ -	\$ 31,087.12
38	0.99	418.34	0.00	\$ 69.31	\$ 69.31	\$ 0.55	\$ -	\$ -	\$ 54,437.81
Total							\$ 456.27	\$ 4,938.88	\$ 359,816.59
Demanda Mínima									

G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVAr)		(\$/MW)		(\$/MVAr)			
30	1.00	221.74	0.00	\$ 18.04	\$ 46.85	\$ 0.16	\$ -	\$ -	\$ 19,718.37
31	0.72	330.43	103.74	\$ 41.04	\$ 46.85	\$ 19.25	\$ 1,997.04	\$ 8,358.14	\$ 21,209.48
32	1.00	-232.04	0.00	\$ 39.99	\$ 46.85	\$ 0.49	\$ -	\$ -	\$ 20,635.81
33	0.99	225.99	0.00	\$ 45.36	\$ 46.85	\$ 0.65	\$ -	\$ -	\$ 19,842.38
34	1.00	174.06	0.00	\$ 36.03	\$ 46.85	\$ 0.27	\$ -	\$ -	\$ 15,470.06
35	0.99	214.28	0.00	\$ 36.83	\$ 46.85	\$ 0.47	\$ -	\$ -	\$ 18,893.92
36	1.00	161.95	0.00	\$ 33.69	\$ 46.85	\$ 0.34	\$ -	\$ -	\$ 14,375.02
37	1.00	-172.72	0.00	\$ 30.43	\$ 46.85	\$ 3.07	\$ -	\$ -	\$ 15,361.05
38	0.99	276.51	0.00	\$ 46.85	\$ 46.85	\$ 0.39	\$ -	\$ -	\$ 24,414.13
						Total	\$ 1,997.04	\$ 8,358.14	\$ 169,920.21
Demanda Máxima									
G	FP	ERB	QEE	CVP	CMG	CMVAr	CSRCT Actual	CSRCT Propuesta	Pago por Potencia Activa
		(MVAr)		(\$/MW)		(\$/MVAr)			
30	0.96	370.59	0.00	\$ 28.11	\$ 66.23	\$ 2.31	\$ -	\$ -	\$ 44,563.85
31	0.75	390.71	96.64	\$ 50.08	\$ 66.23	\$ 19.83	\$ 1,916.36	\$ 9,663.94	\$ 37,030.56
32	0.74	430.51	118.77	\$ 53.99	\$ 66.23	\$ 12.13	\$ 1,441.15	\$ 6,665.08	\$ 40,079.35
33	0.88	372.24	0.00	\$ 65.36	\$ 66.23	\$ 7.95	\$ -	\$ 2,641.88	\$ 41,297.23
34	0.94	265.15	0.00	\$ 50.57	\$ 66.23	\$ 2.73	\$ -	\$ -	\$ 31,503.57
35	0.89	352.71	0.00	\$ 53.43	\$ 66.23	\$ 6.15	\$ -	\$ 1,845.48	\$ 39,646.53
36	0.96	248.40	0.00	\$ 48.05	\$ 66.23	\$ 2.52	\$ -	\$ -	\$ 29,831.74
37	0.98	247.67	0.00	\$ 41.78	\$ 66.23	\$ 1.20	\$ -	\$ -	\$ 30,563.74
38	0.99	399.28	0.00	\$ 66.23	\$ 66.23	\$ 0.90	\$ -	\$ -	\$ 49,619.21
						Total	\$ 3,357.51	\$ 20,816.38	\$ 344,135.77

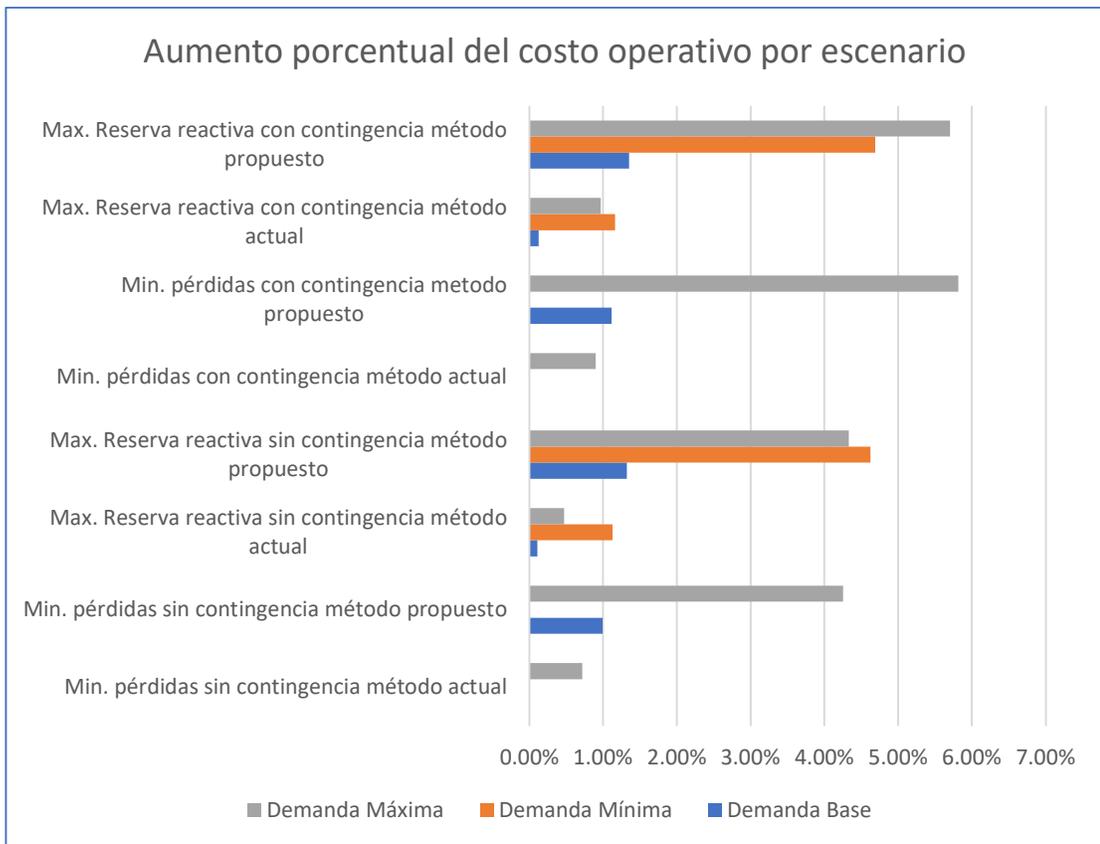


Figura 8. Aumentos de costos operativos porcentuales por escenario simulado

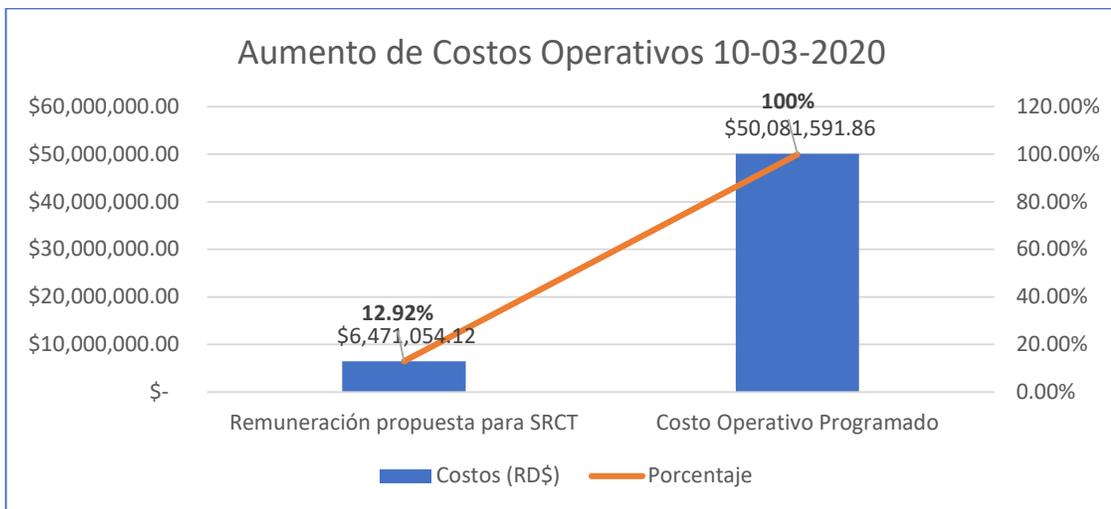


Figura 9. Aumento de costos operativos programados SENI para el 10-03-2020

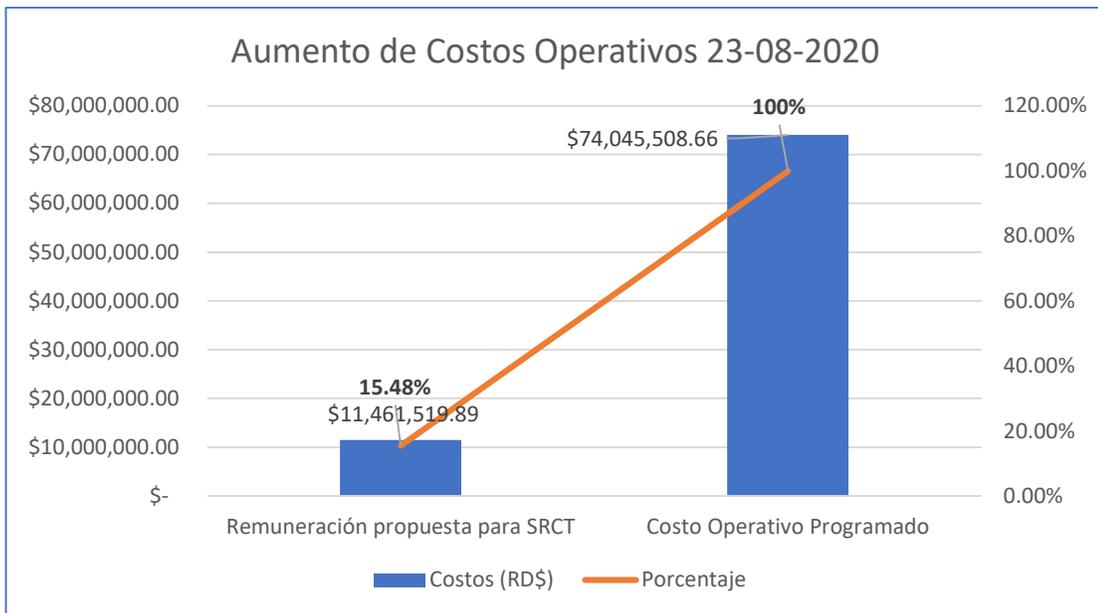


Figura 10. Aumento de costos operativos programados SENI para el 23-08-2020

CAPITULO V: DISCUSIÓN

Como se espera en los escenarios de demanda mínima sin contingencia se observa la menor necesidad de que las centrales aporten sus reservas de reactivos para el servicio de SRCT. En los escenarios de demanda base y máxima solo cambia la demanda reactiva, esta mayor demanda de reactivos afecta los puntos óptimos de operación de las centrales lo que influencia el despacho de potencia activa. Tanto el método actual de remuneración como el método propuesto aumentan el valor del incentivo mientras la demanda de potencia reactiva aportada por los generadores aumenta, la diferencia está en el monto. Los montos alcanzados por el método propuestos son más atractivos para los generadores.

Se observa una diferencia marcada en los escenarios optimizados en base al OPF minimizando las pérdidas activas y maximizando la reserva reactiva. En general, el primer método de optimización mantiene los voltajes más cercanos a los valores nominales, lo que causa un menor uso de las

reservas de reactivos. En cambio, la optimización basada en maximización de reserva reactiva requiere de un punto de referencia, en el caso del estudio realizado se seleccionó el límite mínimo como referencia, eso causa que la reserva sea consumida hacia ese punto lo que permite mayor respuesta ante contingencias relacionadas con caídas de tensión.

En los escenarios simulados aplicando el método de remuneración propuesto se observa que el aumento máximo de los costos totales del sistema está por debajo de un 6 %, mientras que en los cálculos realizados para datos de los programas del SENI se observa un rango de aumento del 13 % al 16 %. Lo que resalta la necesidad de establecer modelos de costos buenos que describan los costos reales de la producción de potencia reactiva. En los mercados internacionales el porcentaje que ocupan los servicios auxiliares, como conjunto, del costo total del SEP varía desde 1 % al 10 % [30]. Los resultados para el SENI deben ser estudiados a escalas más grandes para observar si los costos asociados a la compensación del servicio de SRCT tienen la misma distribución porcentual incluyendo escenarios normales de operación donde el costo de este servicio es cero. A priori se puede afirmar que el porcentaje en los costos totales disminuiría, para determinar la proporción es necesario el estudio con un rango de datos y escenarios mayor.

Entre las componentes más importantes para dimensionar un incentivo para el servicio de SRCT están la determinación de los costos y dimensionamiento de la remuneración. Estas dos componentes son fundamentales para lograr los comportamientos deseados de los generadores, que aporten los reactivos necesarios cuando son más importantes, y minimizar los costos del sistema al mismo tiempo, aun incorporando estos esquemas de remuneración. Para atender y considerar las pérdidas, tanto activas como reactivas, relacionadas con una mayor producción de reactivos es necesario que el modelo de costos utilizado las refleje.

Los resultados en conjunto pueden funcionar como incentivo a las empresas distribuidoras y la empresa de transmisión, que son las que deben de pagar esos costos, para invertir en equipos de producción de reactivos. En el caso de las empresas de transmisión sus inversiones en estos equipos son reconocidas por los entes reguladores e incluidas en los peajes de transmisión. En cuanto a las empresas distribuidoras, pudieran seguir facturando a sus usuarios finales que necesiten de altas cantidades de reactivos para poder traspasar los costos a estos usuarios finales. Esto debe ser confirmado en análisis que tomen en cuenta un año completo de operación para determinar si es factible realizar esas inversiones o conviene pagar el servicio de SRCT a los generadores, aunque generalmente para las empresas de transmisión la inversión en equipos para el servicio de SRCT es más provechoso.

CONCLUSIONES

La remuneración del servicio de soporte de reactivos y regulación de tensión aumenta los costos operativos de los SEP en escenarios de contingencia y alta demanda de reactivos. Para escenarios normales de operación los costos asociados a este servicio son mínimos para el esquema diseñado.

El esquema de remuneración actual no es lo suficientemente atractivo para incentivar la producción de reactivos en escenarios de alta demanda de estos. En la mayoría de los casos simulados la remuneración propuesta supera a la actual por un factor de 10, manteniendo los costos asociados a la producción de reactivos bajos con relación a los costos relacionados con la generación de potencia activa.

Existen dos factores que permiten escalar los incentivos correspondientes al servicio de SRCT: el modelo de costos implementado y el esquema de remuneración. Dependiendo de como se calibren estos dos elementos se puede conseguir un balance que permita que las centrales

generadoras aporten los reactivos necesarios cuando son requeridos, y estimula la inversión oportuna de la empresa de transmisión en equipos de compensación. Las empresas distribuidoras y UNRs como consumidores de estos servicios también deben participar en el pago del servicio. En el caso de que centrales sean requeridas para aportar el servicio SRCT y no lo entreguen, o no cuente con capacidad de brindarlo, deben estar dentro de las empresas que paguen esta remuneración.

La función objetivo de los OPF afecta en gran medida los perfiles de voltaje obtenidos en cada escenario. Para la mayoría de los escenarios simulados se observó un comportamiento más adecuado de la tensión en las barras con la optimización buscando la minimización de pérdidas totales. La maximización de la reserva resulta ligeramente más barata en los escenarios de demanda máxima con contingencia. Esto denota que esta última función objetivo debe ser usada para escenarios de contingencia y el punto de referencia óptimo debe seleccionarse para el escenario a analizar.

RECOMENDACIONES

Antes de aplicar el esquema propuesto deben de realizarse algunas comprobaciones. Primero es necesario determinar un modelo de costos para la producción de potencia reactiva dentro de los límites de la curva de capacidad para cada central generadora que ofrezca el servicio de SRCT en el SENI. El esquema propuesto debe ser aplicado a un rango de datos más amplio para comprobar el rango de variabilidad de la remuneración y como afecta a los costos operativos del sistema en plazos más largos. La repartición de los costos entre las empresas distribuidoras, la empresa de transmisión y los UNRs debe ser determinada por estudios por parte de la SIE de tal forma que la parte que corresponda a la empresa de transmisión sea lo suficiente para motivar a la inversión en nuevos equipos de compensación, esto porque

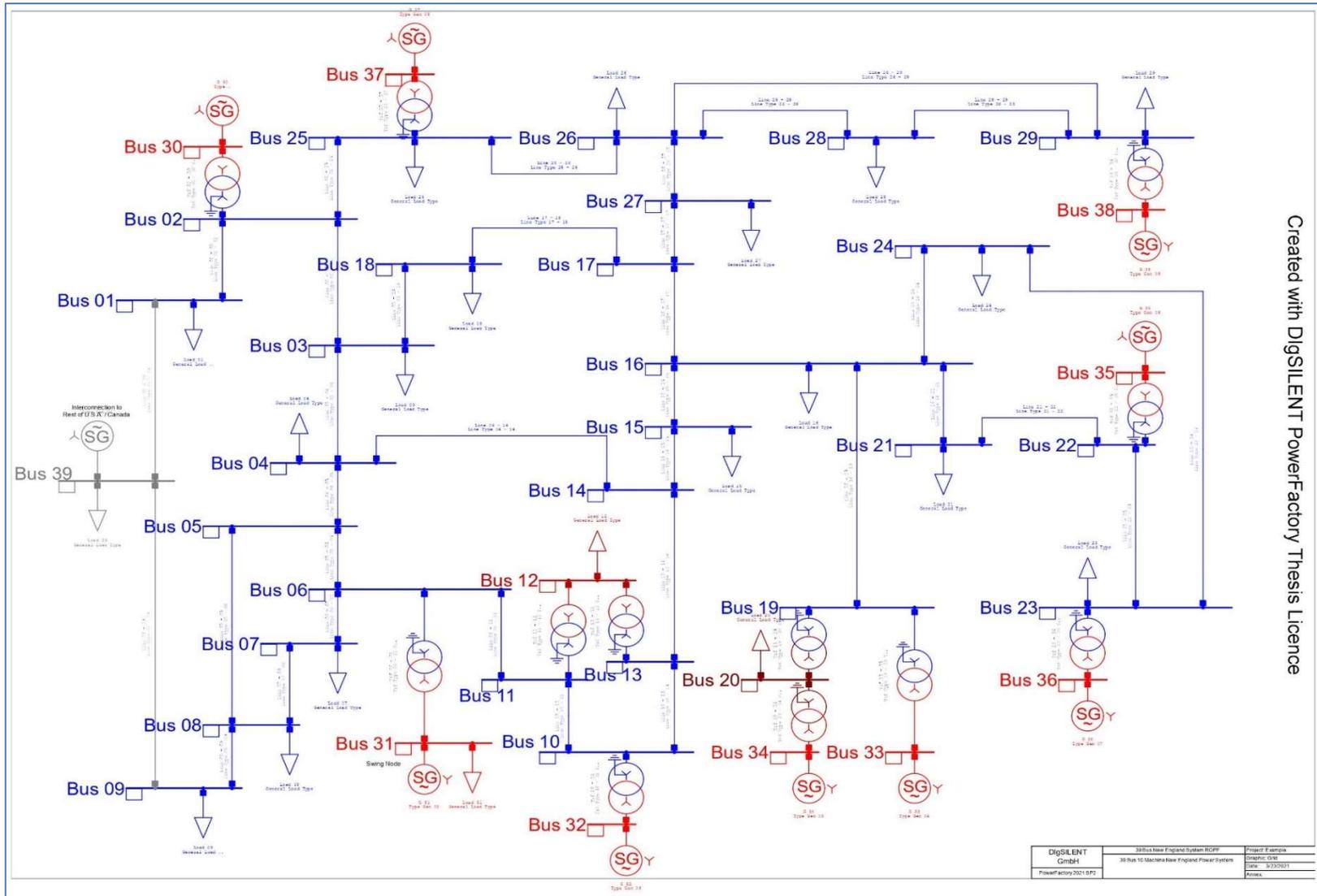
el servicio de SRCT debe ser provisto por esta entidad y solo bajo escenarios de contingencia debe la reserva de reactivos de los generadores debe usarse.

Algunos de los temas que pueden estudiarse para conocer más a fondo los posibles esquemas de remuneración para el servicio SRCT:

- Mercado de potencia reactiva considerando la generación distribución. Al contar con múltiples generadores con capacidad de regulación de tensión en una misma zona puede generarse un mercado que funcione como el mercado de potencia activa en el país. La principal diferencia entre estos mercados es que en vez de tener todos los generadores compitiendo, solo los generadores y equipos de compensación locales en cada zona participarían en el despacho cuando en esa zona sea necesaria la producción de reactivos en cualquier cantidad.
- Expandir este estudio considerando los requerimientos establecidos en el nuevo código de red que será emitido por la SIE incluyendo a la generación renovable, tanto para los incentivos como para que participen en los pagos a los agentes que ofrecen el servicio.
- Analizar el impacto en la seguridad del SENI de los escenarios de contingencia, determinando posibilidad de pérdida total o parcial de la energía eléctrica en escenarios de bajo y alto voltaje.
- Realizar un estudio del impacto de las centrales hidroeléctricas funcionando como condensadores síncronos en el servicio de SRCT.
- Estudiar un modelo de costos en base a la potencia reactiva en exceso, con mayores márgenes de beneficio y estimando las pérdidas asociadas.

ANEXOS

A. Diagrama Unifilar



B. Detalles del sistema

Tabla 11. Datos de líneas de transmisión en Power Factory

Barra Inicial	Barra Final	Longitud (km)	R' (Ω/km)	X' (Ω/km)	C' ($\mu\text{F}/\text{km}$)
1	2	163.06425	0.02554745	0.3	0.0095491
1	39	99.1875	0.012	0.3	0.0168514
2	3	59.90925	0.02582781	0.3	0.0095677
2	25	34.1205	0.24418605	0.3	0.009536
3	4	84.50775	0.01830986	0.3	0.0058386
3	18	52.76775	0.02481203	0.3	0.0090296
4	5	50.784	0.01875	0.3	0.0058892
4	14	51.18075	0.01860465	0.3	0.0060177
5	6	10.3155	0.02307692	0.3	0.0093763
5	8	44.436	0.02142857	0.3	0.0074026
6	7	36.501	0.01956522	0.3	0.0068993
6	11	32.5335	0.02560976	0.3	0.0095149
7	8	18.2505	0.02608696	0.3	0.0095247
8	9	144.02025	0.01900826	0.3	0.0058864
9	39	99.1875	0.012	0.3	0.0269622
10	11	17.06025	0.02790698	0.3	0.009523
10	13	17.06025	0.02790698	0.3	0.009523
13	14	40.07175	0.02673267	0.3	0.0095825
14	15	86.09475	0.02488479	0.3	0.009474
15	16	37.2945	0.0287234	0.3	0.0102184
16	17	35.31075	0.02359551	0.3	0.0084699
16	19	77.36625	0.02461538	0.3	0.0087569
16	21	53.56125	0.01777778	0.3	0.0106018
16	24	23.40825	0.01525424	0.3	0.006474
17	18	32.5335	0.02560976	0.3	0.0090353
17	27	68.63775	0.02254335	0.3	0.010442
21	22	55.545	0.01714286	0.3	0.0102914

22	23	38.088	0.01875	0.3	0.0108013
23	24	138.8625	0.01885714	0.3	0.0057937
25	26	128.15025	0.02972136	0.3	0.0089213
26	27	58.32225	0.02857143	0.3	0.0091555
26	28	188.0595	0.02721519	0.3	0.0092457
26	29	247.96875	0.02736	0.3	0.009248
28	29	59.90925	0.02781457	0.3	0.0092627

Tabla 12. Datos de los transformadores en Power Factory

Transformadores	Sr (MVA)	Ur Alto Voltaje (kV)	Ur bajo Voltaje (kV)	R (p.u.)	X (p.u.)	Z (p.u.)	uk (%)	ukr (%)	Tap (p.u.)
Trf 12-11	300	345	138	0.0048	0.1305	0.1306	13.05882	0.48	1.006
Trf 12-13	300	345	138	0.0048	0.1305	0.1306	13.05882	0.48	1.006
Trf 6-31	700	345	16.5	0	0.175	0.175	17.5	0	1.07
Trf 10-32	800	345	16.5	0	0.16	0.16	16	0	1.07
Trf 19-33	800	345	16.5	0.0056	0.1136	0.1137	11.37379	0.56	1.07
Trf 20-34	2x300	230	16.5	0.0054	0.108	0.1081	10.81349	0.54	1.009
Trf 22-35	800	345	16.5	0	0.1144	0.1144	11.44	0	1.025
Trf 23-36	700	345	16.5	0.0035	0.1904	0.1904	19.04322	0.35	1
Trf 25-37	700	345	16.5	0.0042	0.1624	0.1625	6.24543	0.42	1.025
Trf 2-30	1000	345	16.5	0	0.181	0.181	18.1	0	1.025
Trf 29-38	1000	345	16.5	0.008	0.156	0.1562	15.6205	0.8	1.025
Trf 19-20	1000	345	230	0.007	0.138	0.1382	13.81774	0.7	1.06

Tabla 13. Datos de las centrales generadoras

Central	Sr (MVA)	H (s)	Ra (p.u.)	x'd (p.u.)	x'q (p.u.)	xd (p.u.)	xq (p.u.)	T'd0 (s)	T'q0 (s)	xl (p.u.)	x'' (p.u.)	T''d0 (s)	T''q0 (s)
30*	1000	4.2	0	0.31	—	1	0.69	10.2	—	0.125	0.25	0.05	0.035
31	700	4.329	0	0.4879	1.19	2.065	1.974	6.56	1.5	0.245	0.35	0.05	0.035
32	800	4.475	0	0.4248	0.7008	1.996	1.896	5.7	1.5	0.2432	0.36	0.05	0.035
33	800	3.575	0	0.3488	1.328	2.096	2.064	5.69	1.5	0.236	0.28	0.05	0.035
34	300	4.333	0	0.396	0.498	2.01	1.86	5.4	0.44	0.162	0.267	0.05	0.035

35	800	4.35	0	0.4	0.6512	2.032	1.928	7.3	0.4	0.1792	0.32	0.05	0.035
36	700	3.771	0	0.343	1.302	2.065	2.044	5.66	1.5	0.2254	0.308	0.05	0.035
37	700	3.471	0	0.399	0.6377	2.03	1.96	6.7	0.41	0.196	0.315	0.05	0.035
38	1000	3.45	0	0.57	0.587	2.106	2.05	4.79	1.96	0.298	0.45	0.05	0.035

* Este tipo de máquina es de polos salientes, por esto los datos $x'q$ y $T'q0$ no aplican

Tabla 14. Límites de potencia para las centrales en Power Factory

Central	P Max. (MW)	P Min. (MW)	Q Max. (MVar)	Q Min. (MVar)
30	850	0	600	-500
31	595	150	490	-210
32	680	200	560	-240
33	680	200	560	-240
34	510	140	420	-180
35	680	200	560	-240
36	595	150	490	-210
37	595	150	490	-210
38	850	250	700	-300
Total	6035	1440	4870	-2330

C. Coeficientes para modelo de costo de potencia reactiva obtenidos por escenario de simulación

Tabla 15. Coeficientes de costos para potencia reactiva por central

Central	$a_q (\frac{\$}{MVar^2})$	$b_q (\frac{\$}{MVar})$	$c_q (\$)$
Demanda Base OPF Min. Pérdidas			
30	9.37E-04	1.84E-01	0.8
31	5.05E-03	6.21E-01	1.7
32	1.95E-02	1.22E+00	1.7
33	3.39E-03	5.53E-01	2
34	7.15E-03	8.02E-01	2
35	7.35E-03	7.50E-01	1.7

36	9.45E-04	2.92E-01	2
37	4.85E-04	1.93E-01	1.7
38	1.26E-04	9.83E-02	1.7

Demanda Base OPF Max. Reserva Q

30	2.10E-03	2.75E-01	0.8
31	2.79E-02	1.46E+00	1.7
32	3.20E-03	4.95E-01	1.7
33	7.62E-03	8.28E-01	2
34	2.86E-03	5.08E-01	2
35	6.31E-03	6.95E-01	1.7
36	4.67E-03	6.48E-01	2
37	1.01E-03	2.79E-01	1.7
38	1.61E-03	3.51E-01	1.7

Demanda Mínima OPF Min. Pérdidas

30	1.59E-04	7.56E-02	0.8
31	4.21E-03	5.67E-01	1.7
32	7.41E-03	7.53E-01	1.7
33	1.11E-03	3.17E-01	2
34	4.22E-03	6.16E-01	2
35	1.90E-03	3.82E-01	1.7
36	3.81E-04	1.85E-01	2
37	5.57E-04	2.06E-01	1.7
38	3.26E-03	4.99E-01	1.7

Demanda Mínima OPF Max. Reserva Q

30	1.21E-06	6.59E-03	0.8
31	4.03E-02	1.76E+00	1.7
32	1.61E-05	3.51E-02	1.7
33	2.38E-03	4.62E-01	2
34	1.06E-04	9.76E-02	2
35	1.62E-03	3.52E-01	1.7
36	5.43E-04	2.21E-01	2

37	2.42E-06	1.36E-02	1.7
38	1.14E-03	2.95E-01	1.7

Demanda Máxima OPF Min. Pérdidas

30	4.43E-03	3.99E-01	0.8
31	1.88E-02	1.20E+00	1.7
32	3.63E-02	1.67E+00	1.7
33	1.46E-02	1.15E+00	2
34	1.76E-02	1.26E+00	2
35	1.61E-02	1.11E+00	1.7
36	5.15E-03	6.81E-01	2
37	6.21E-03	6.89E-01	1.7
38	1.31E-03	3.16E-01	1.7

Demanda Máxima OPF Max. Reserva Q

30	4.43E-03	3.99E-01	0.8
31	1.88E-02	1.20E+00	1.7
32	3.63E-02	1.67E+00	1.7
33	1.46E-02	1.15E+00	2
34	1.76E-02	1.26E+00	2
35	1.61E-02	1.11E+00	1.7
36	5.15E-03	6.81E-01	2
37	6.21E-03	6.89E-01	1.7
38	1.31E-03	3.16E-01	1.7

D. Estimaciones y datos usados para determinación de costos para el servicio SRCT en el SENI

Para determinar la aproximación de que cada 0.01 de factor de potencia corresponde a 2 % del CVP usada en la estimación de costos del servicio de SRCT para dos programas diarios del SENI se usó la formula (22). Donde $CSRCT_2$ y $CSRCT_1$ son los costos correspondientes a la remuneración del servicio SRCT propuesto en dos escenarios, CP_{ac_2} y CP_{act_1} son los costos asociados a la producción de potencia activa y, FP_2 y FP_1 son los factores de potencia en estos dos escenarios. Los datos usados para

esta aproximación se pueden observar en la Tabla 16, y los resultados obtenidos para las centrales analizadas están en la Tabla 17. Se usa un valor más cercano al inferior obtenido para reflejar un costo en el SENI para que el ejercicio de remuneración sea más cercano a la realidad. Los costos asociados a la producción de reactivos y los asociados a la producción de potencia activa no necesariamente tengan una relación lineal como se asume en este ejercicio para todas las centrales del SENI que ofrecen el servicio de SRCT en los días analizados.

$$\%CVP = \frac{\left| \frac{CSRCT_2}{CP_{act2}} - \frac{CSRCT_1}{CP_{act1}} \right|}{|FP_2 - FP_1|} \quad (22)$$

Tabla 16. Datos para aproximación de CVP para el SENI

Central	Escenario	FP	CSRCT	CPact
32	1	0.76	\$ 11,589.25	\$ 37,725.87
	2	0.88	\$ 3,135.71	\$ 40,886.37
31	1	0.73	\$ 8,260.05	\$ 21,351.09
	2	0.82	\$ 4,795.97	\$ 38,455.95

Tabla 17. Resultados aproximación de CVP para el SENI

Central	%CVP
32	1.91
31	2.78

Tabla 18. Costo variable de producción centrales SENI 10-03-2020

Centrales	Costo Variable de Producción (RD\$)
PUNTA CATALINA 1	0.00
PUNTA CATALINA 2	0.00
ITABO 1	1,335.93

ITABO 2	1,492.55
AES ANDRES	1,637.01
BARAHONA CARBON	1,790.94
SAN PEDRO BIO ENERGY	1,828.50
PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC TOTAL	1,879.09
PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC PARCIAL	1,911.89
LOS ORÍGENES GN	2,431.73
QUISQUEYA 1 B SAN PEDRO GN	2,579.46
QUISQUEYA 1 SAN PEDRO GN	2,579.46
QUISQUEYA 1 GN	2,579.46
ESTRELLA DEL MAR CGN	2,816.50
LOS MINA 6	2,825.31
LOS MINA 5	2,832.52
ESTRELLA DEL MAR SGN	3,057.23
ESTRELLA DEL MAR CFO	3,426.42
QUISQUEYA 2	3,574.19
ESTRELLA DEL MAR SFO	3,719.28
MONTE RIO	3,753.23
SULTANA DEL ESTE	3,879.47
CEPP 2	4,103.44
CEPP 1	4,151.93
PALENQUE	4,356.85
BERSAL	4,420.29
INCA KM22	4,512.58
PIMENTEL 3	4,925.24
LA VEGA	5,193.90

LOS ORÍGENES FO	5,245.15
PALAMARA	5,263.21
PIMENTEL 1	5,290.98
METALDOM	5,405.68
PIMENTEL 2	5,502.09
QUISQUEYA 1 B SAN PEDRO FO	6,212.08
QUISQUEYA 1 SAN PEDRO FO	6,212.08
QUISQUEYA 1 FO	6,212.08
CESPM 2	6,413.45
CESPM 3	6,677.43
CESPM 1	6,740.21
SAN FELIPE	7,667.12
SAN FELIPE	7,752.30
SAN FELIPE CC	9,320.38
HAINA TG	9,473.75
SAN PEDRO VAPOR	12,104.07
SAN LORENZO	14,229.87

Tabla 19. Costo variable de producción centrales SENI 23-08-2020

Centrales	Costo Variable de Producción (RD\$)
PUNTA CATALINA 1	0.00
PUNTA CATALINA 2	0.00
ITABO 2	1,171.89
ITABO 1	1,176.24
ESTRELLA DEL MAR CFO	1,640.82

PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC	1,774.46
TOTAL	
ESTRELLA DEL MAR SFO	1,787.09
PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC	1,790.82
PARCIAL	
SAN PEDRO BIO ENERGY	2,095.72
BARAHONA CARBON	2,103.99
CESPM 3	2,416.30
AES ANDRES	2,431.81
CESPM 2	2,537.24
CESPM 1	2,569.33
QUISQUEYA 2 GN	2,607.03
LOS ORÍGENES GN	2,654.09
LOS MINA 5	2,689.85
LOS MINA 6	2,697.20
QUISQUEYA 1 SAN PEDRO GN	2,798.75
QUISQUEYA 1 GN	2,798.75
QUISQUEYA 2 FO	3,057.91
ESTRELLA DEL MAR CGN	3,211.66
ESTRELLA DEL MAR SGN	3,497.94
SULTANA DEL ESTE	3,805.07
PALAMARA	4,123.55
PALENQUE	4,175.86
LA VEGA	4,183.31
MONTE RIO	4,394.86
METALDOM	4,446.11
CEPP 2	4,478.67
CEPP 1	4,531.60
INCA KM22	4,616.83
BERSAL	4,705.56
PIMENTEL 3	4,740.00

PIMENTEL 1	5,026.78
PIMENTEL 2	5,098.72
LOS ORÍGENES FO	5,154.80
QUISQUEYA 1 SAN PEDRO FO	6,265.89
QUISQUEYA 1 FO	6,265.89
HAINA TG	7,505.68
SAN FELIPE	8,368.23
SAN FELIPE	8,461.19
SAN FELIPE CC	10,172.67
SAN PEDRO VAPOR	13,210.90
SAN LORENZO	14,229.87

E. Perfiles de voltaje en las simulaciones y análisis de contingencia por escenario

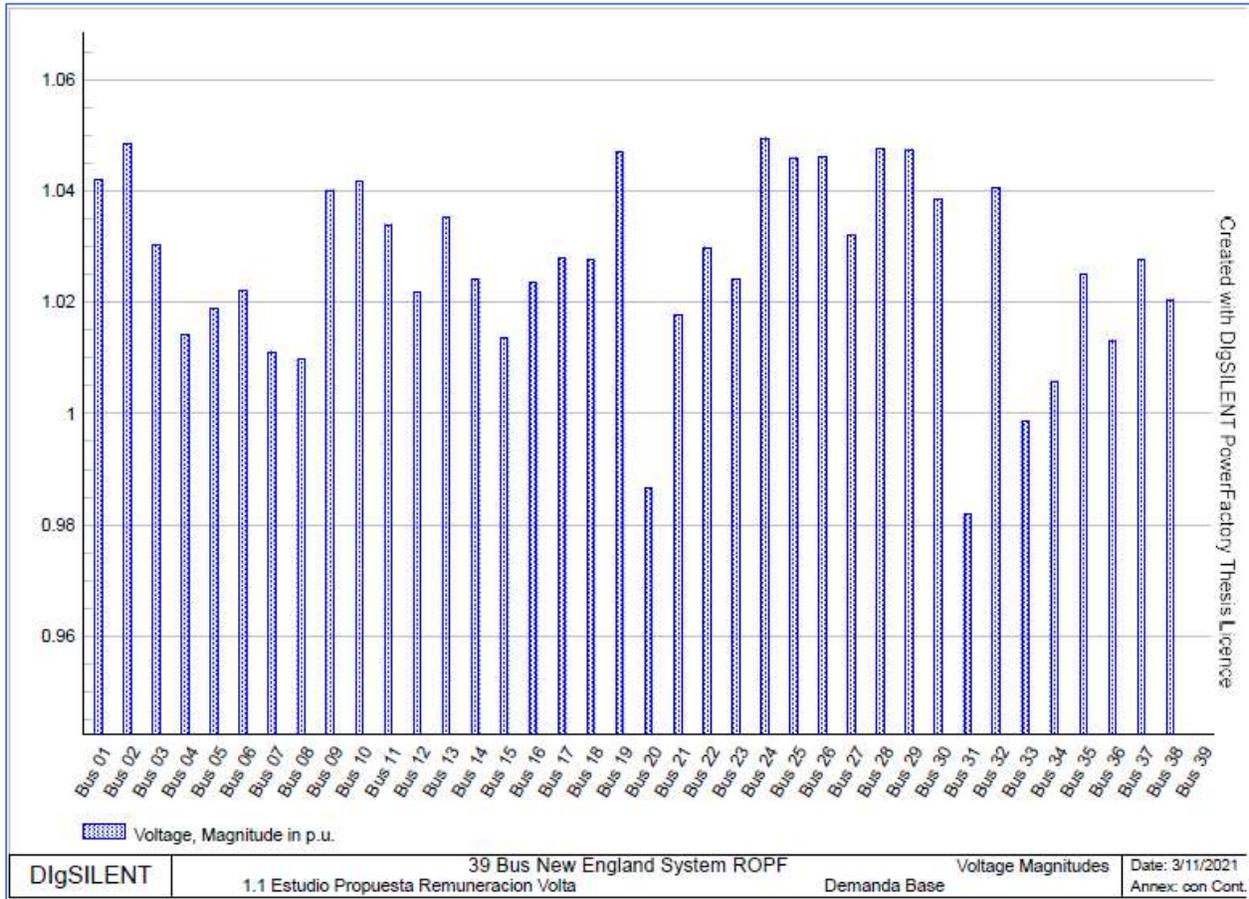


Figura 11. Perfil de tensión escenario demanda base OPF Min. Pérdidas con contingencia

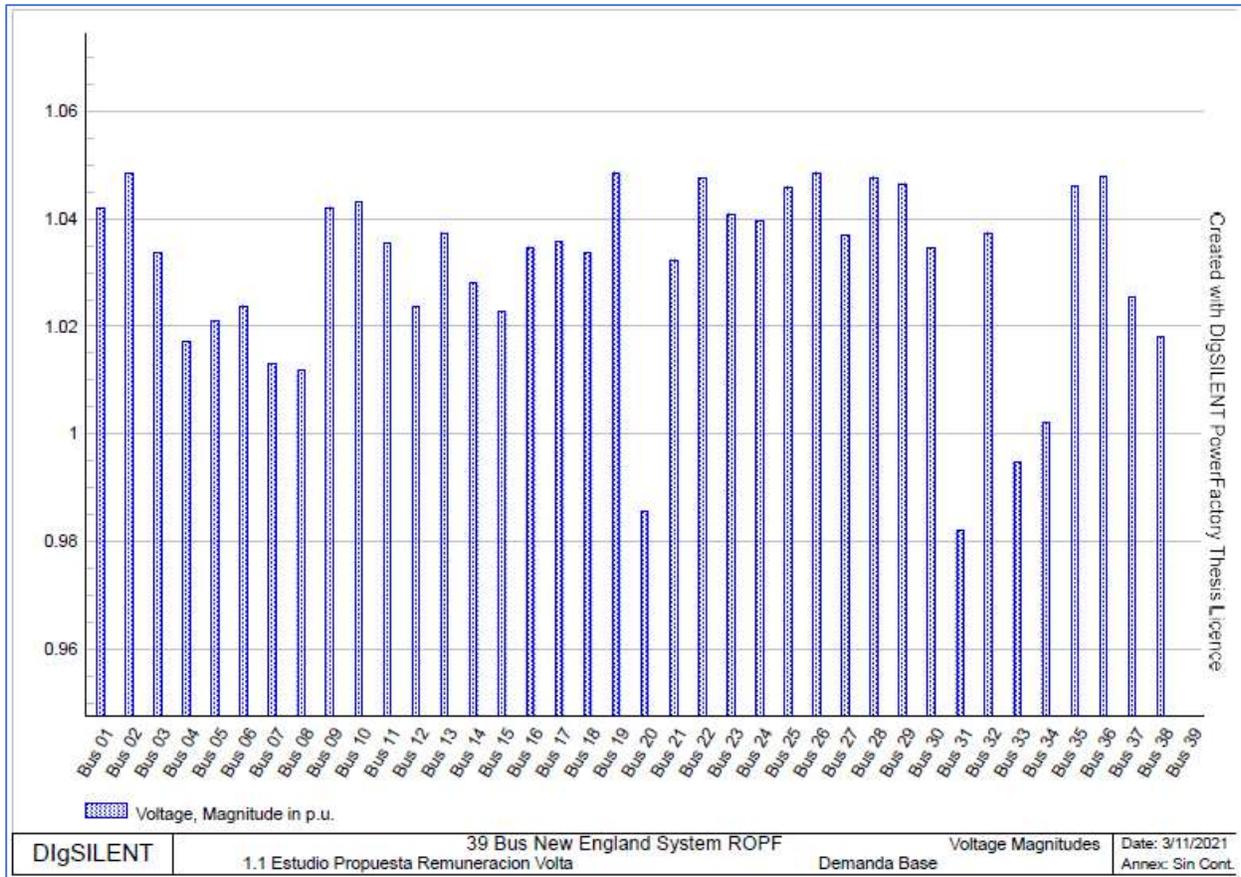


Figura 12. Perfil de tensión escenario demanda base OPF Min. Pérdidas sin contingencia

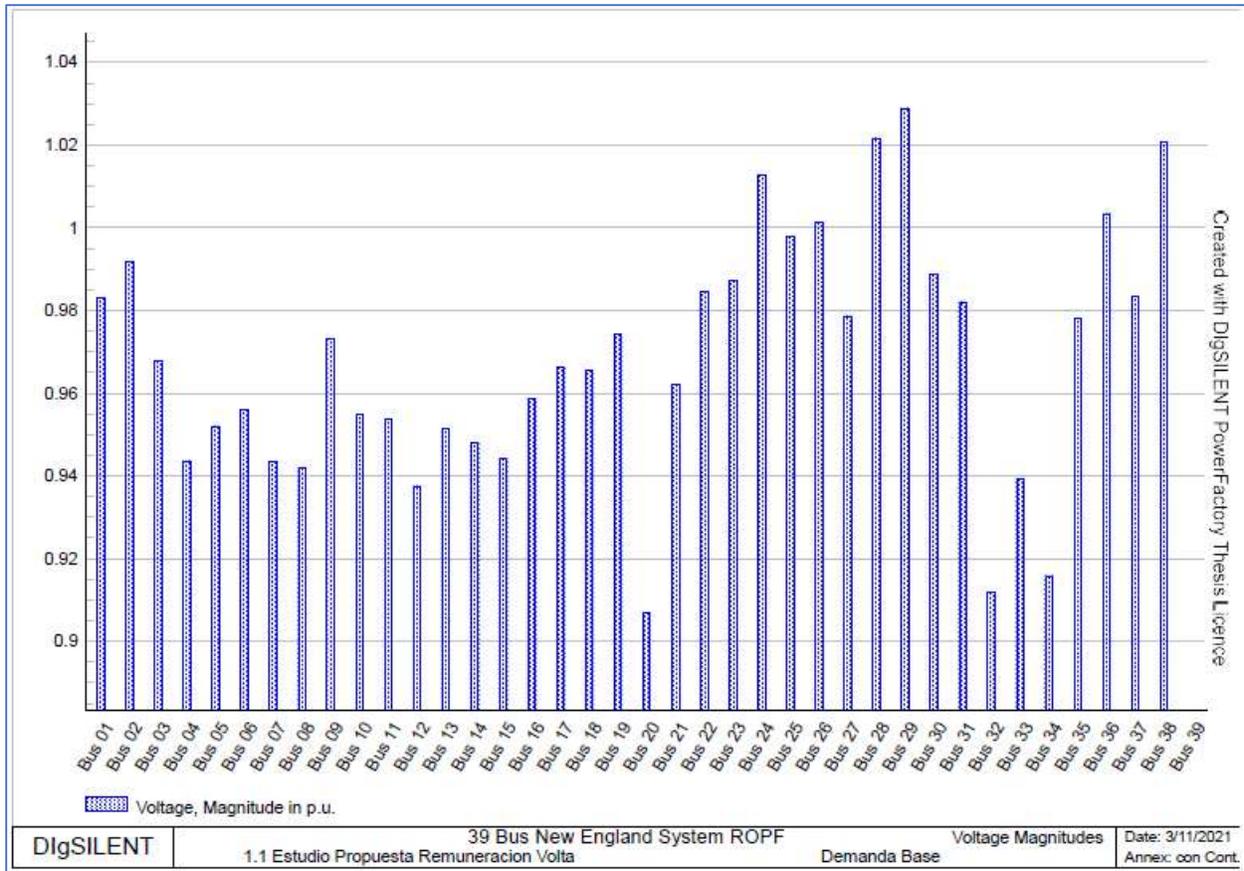


Figura 13. Perfil de tensión escenario demanda base OPF Max. Reserva Q con contingencia

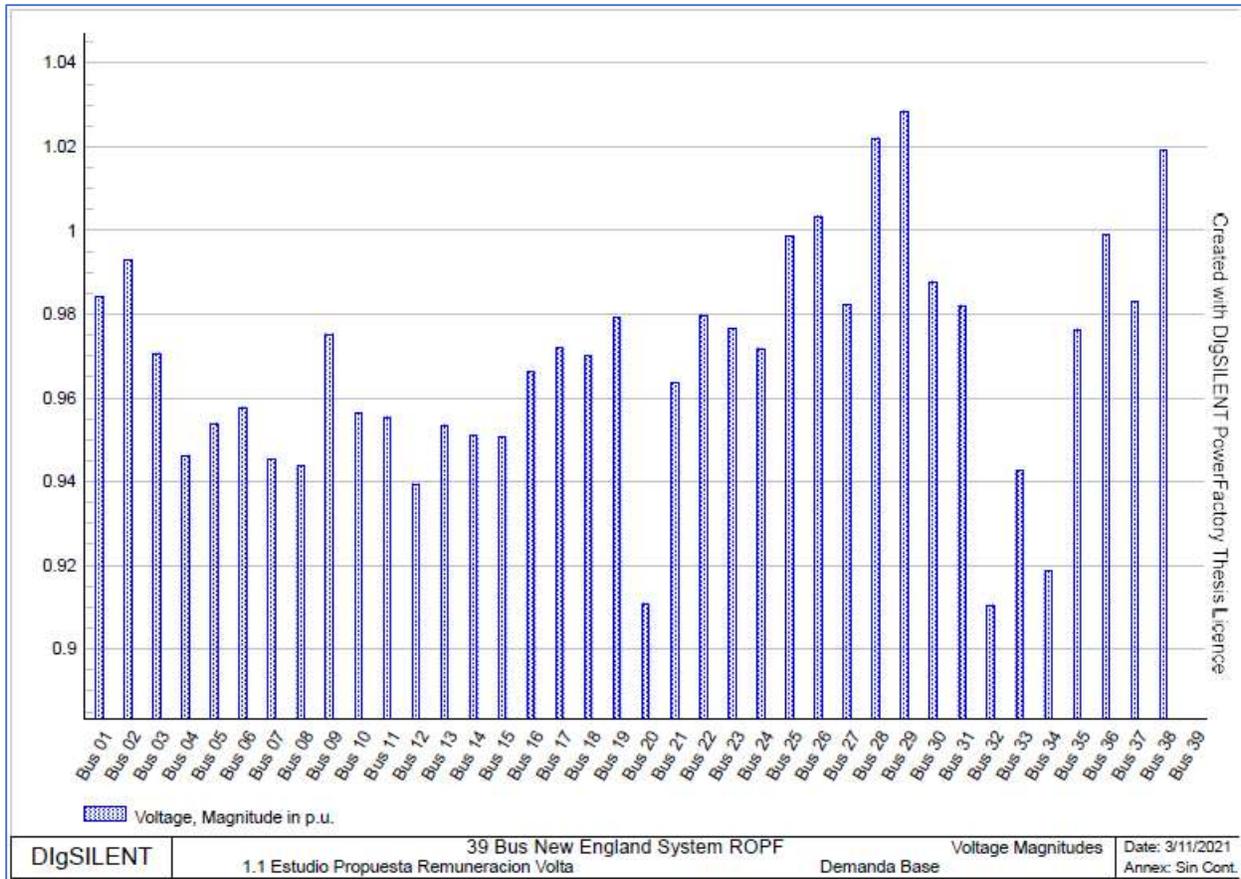


Figura 14. Perfil de tensión escenario demanda base OPF Max. Reserva Q sin contingencia

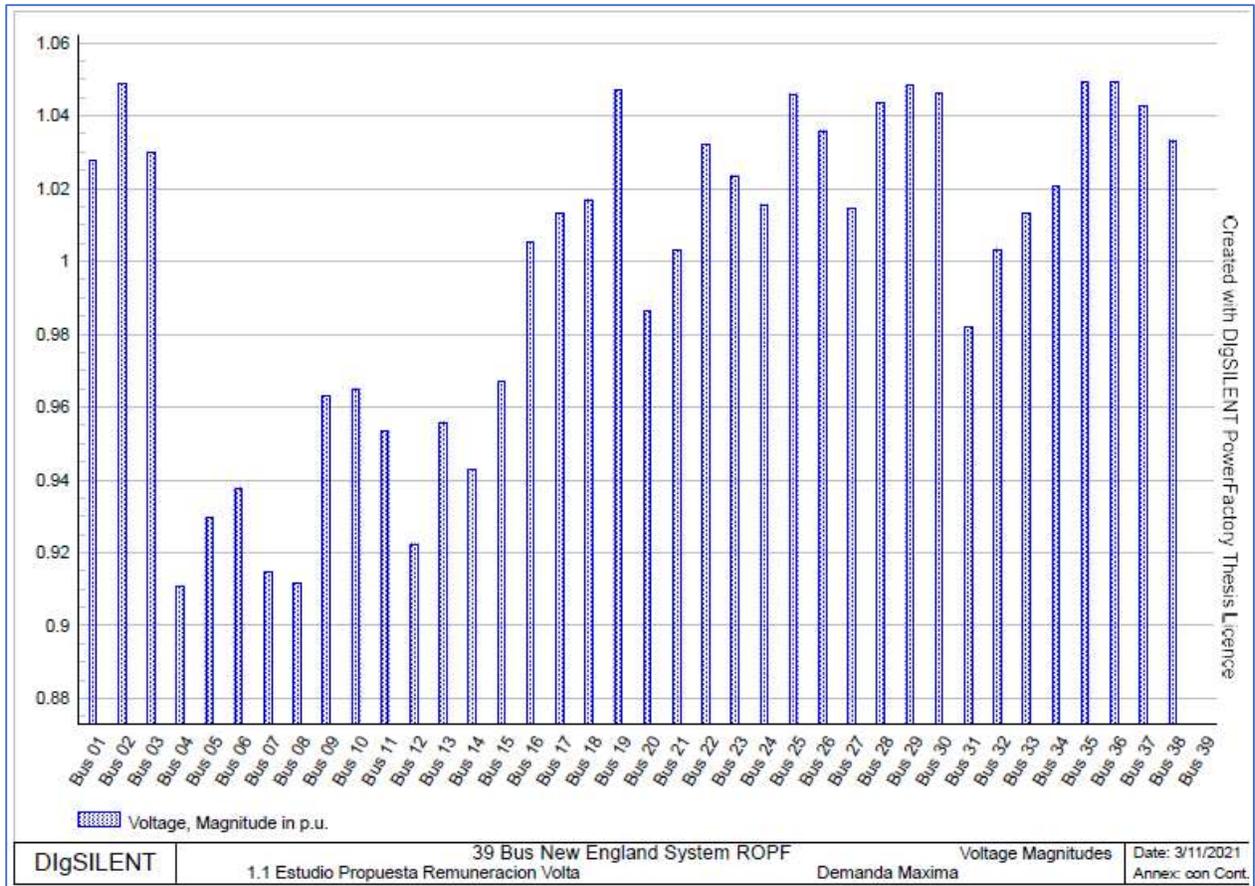


Figura 15. Perfil de tensión escenario demanda máxima OPF Min. Pérdidas con contingencia

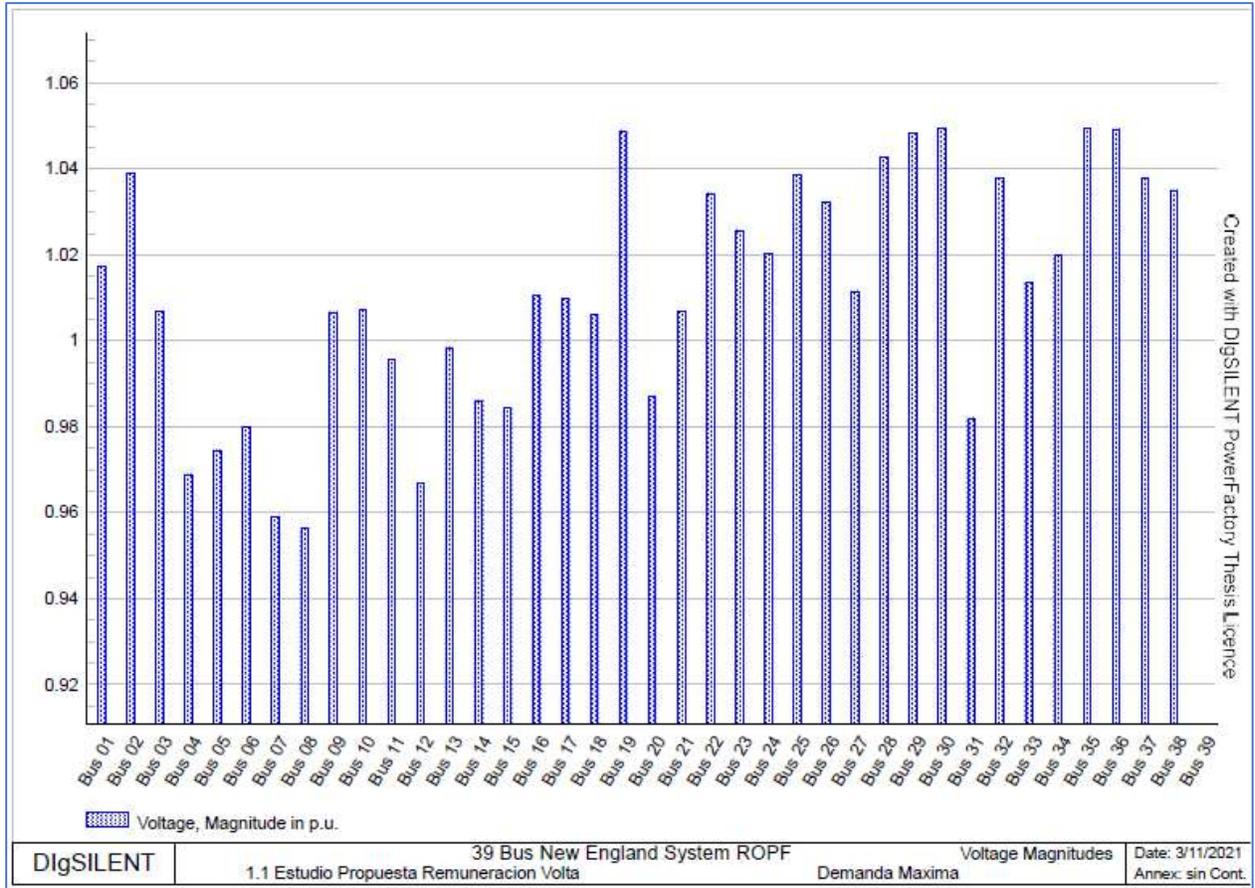


Figura 16. Perfil de tensión escenario demanda máxima OPF Min. Pérdidas sin contingencia

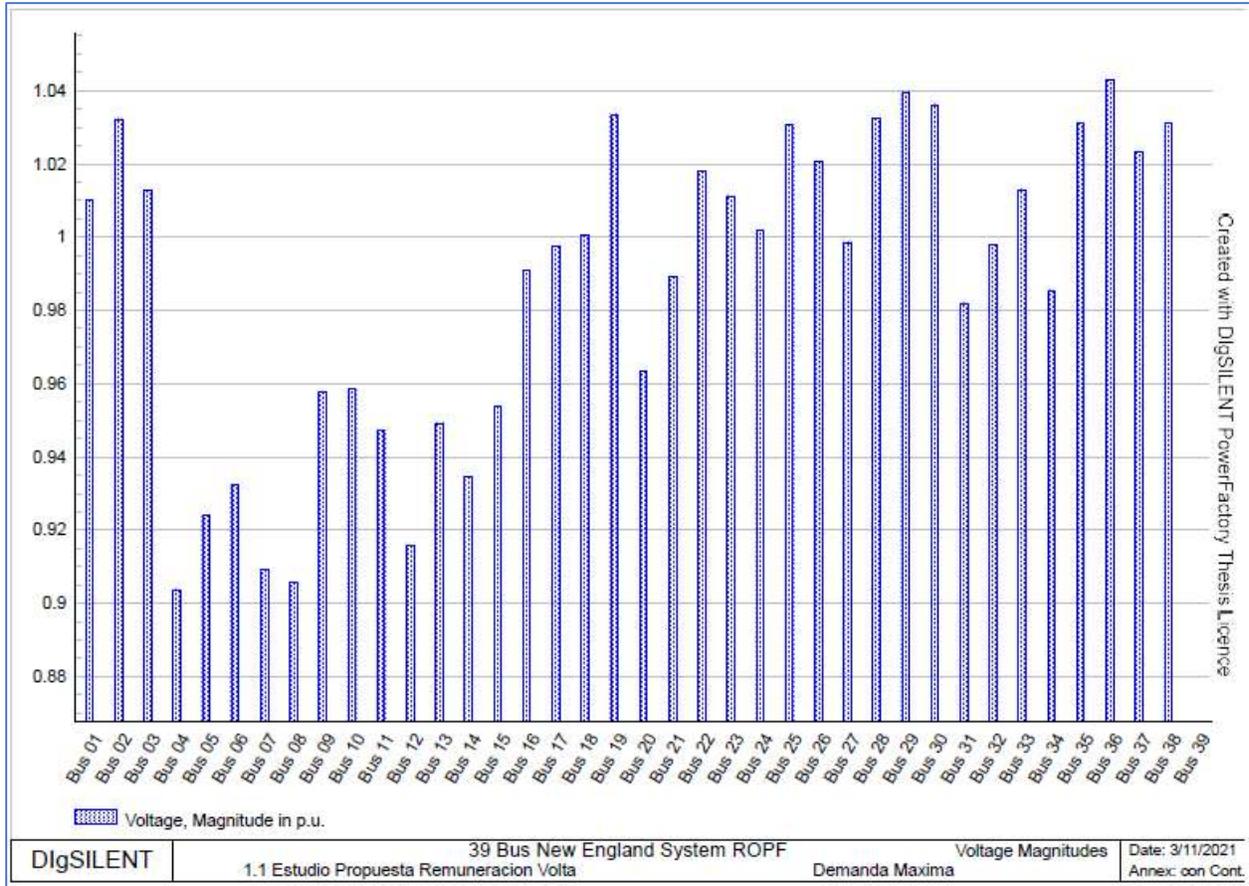


Figura 17. Perfil de tensión escenario demanda máxima OPF Max. Reserva Q con contingencia

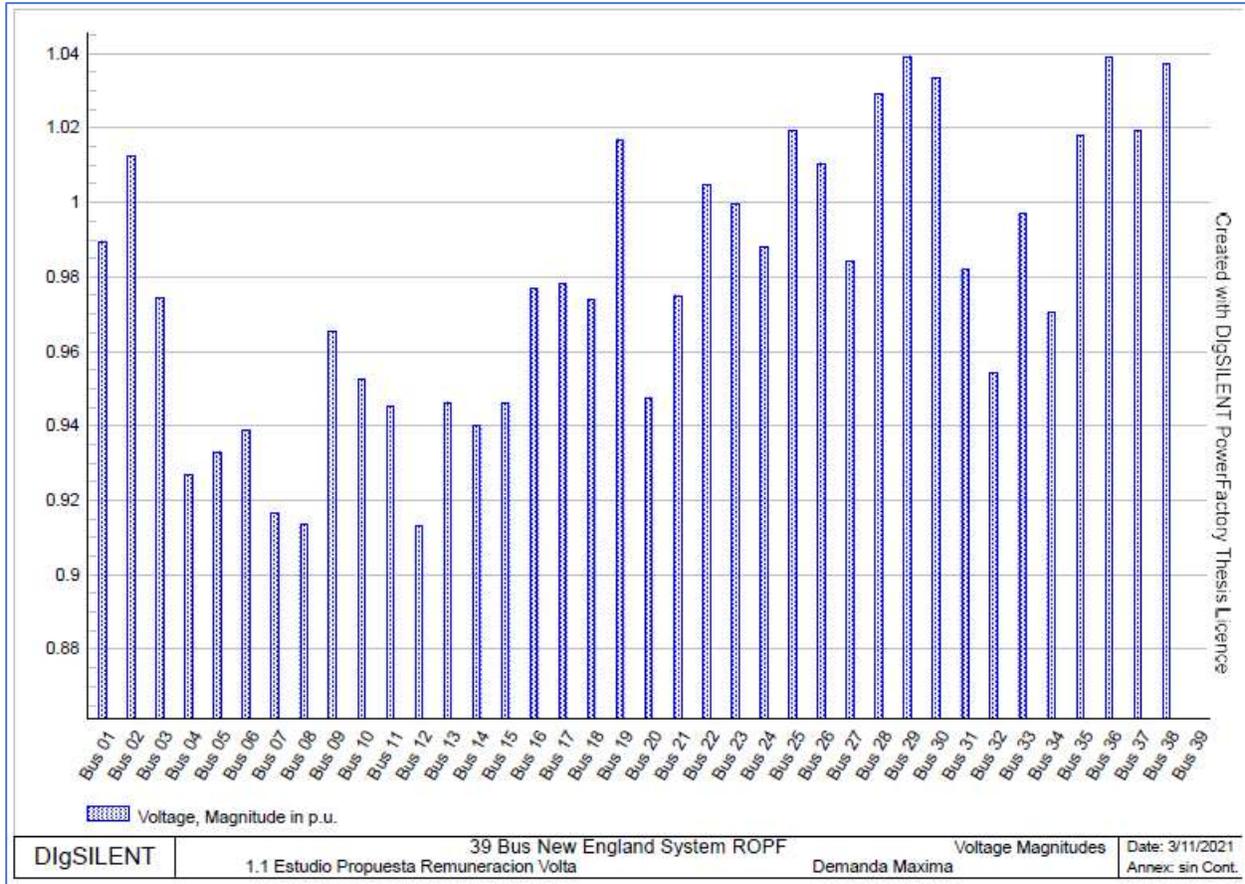


Figura 18. Perfil de tensión escenario demanda máxima OPF Max. Reserva Q sin contingencia

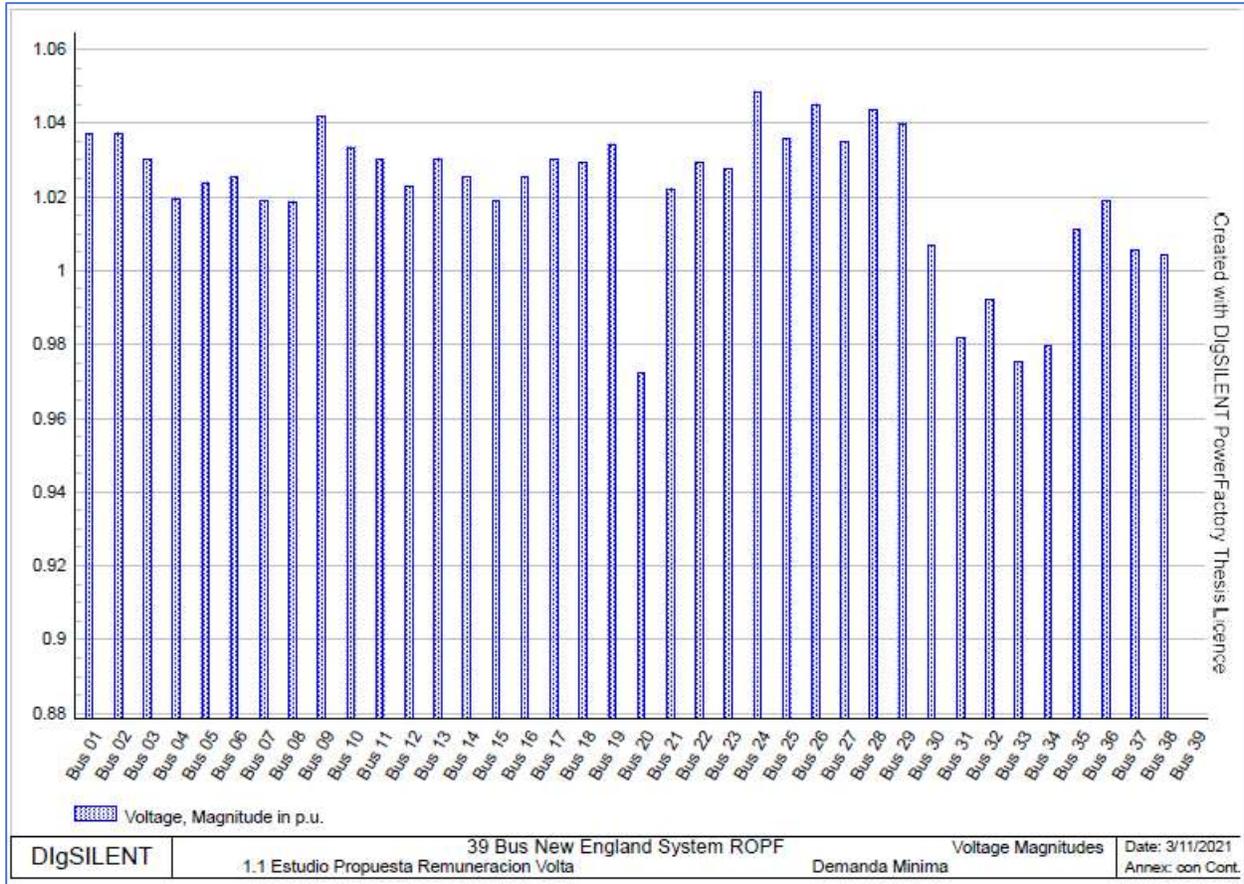


Figura 19. Perfil de tensión escenario demanda mínima OPF Min. Pérdidas con contingencia

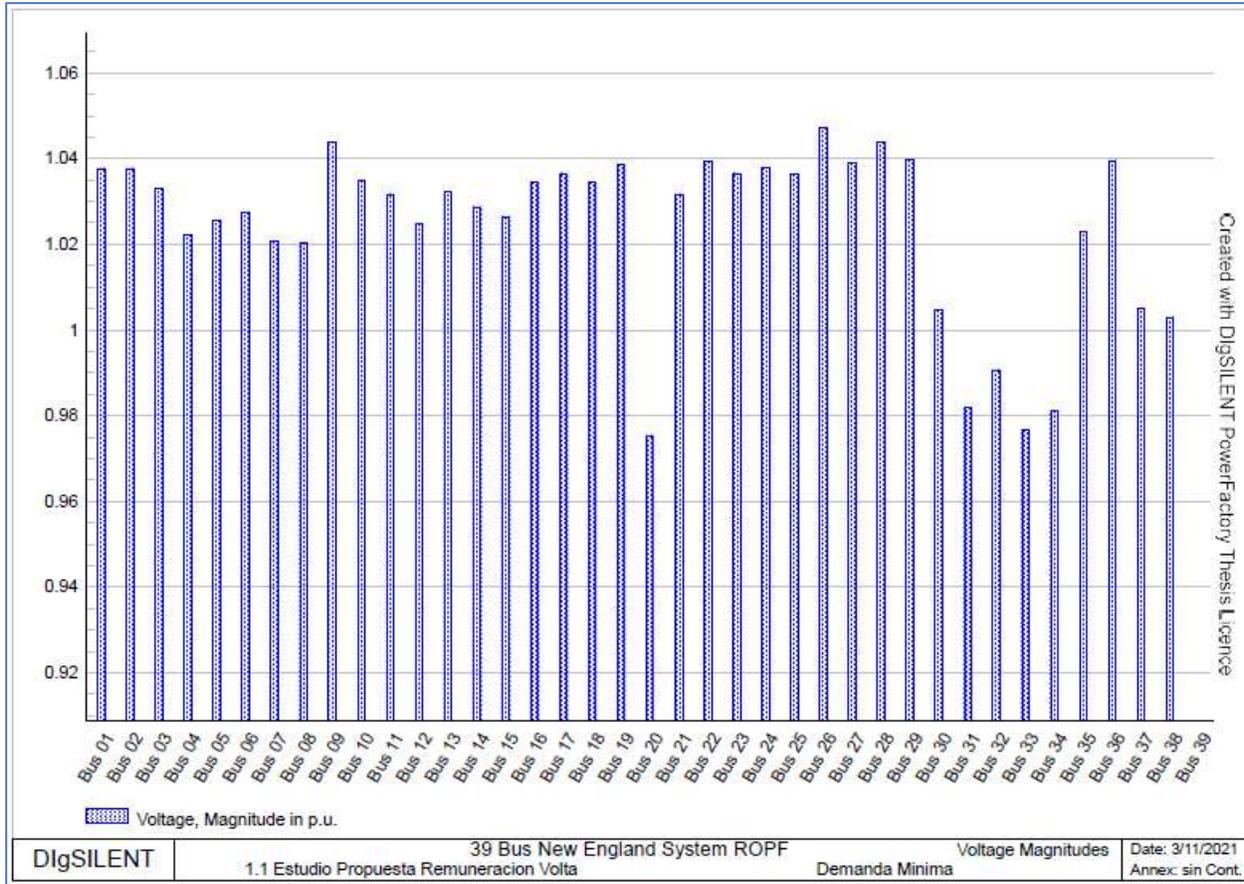


Figura 20. Perfil de tensión escenario demanda mínima OPF Min. Pérdidas sin contingencia

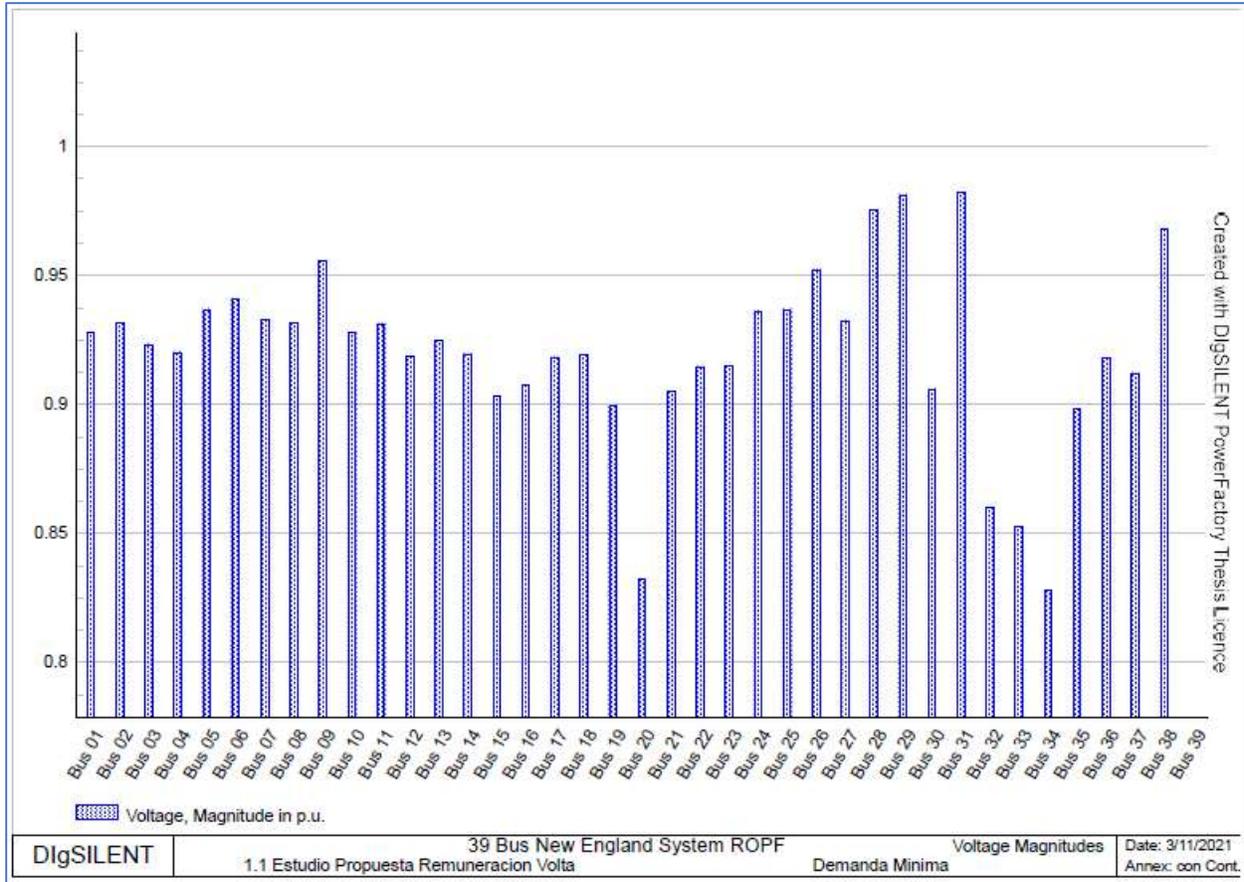


Figura 21. Perfil de tensión escenario demanda mínima OPF Max. Reserva Q con contingencia

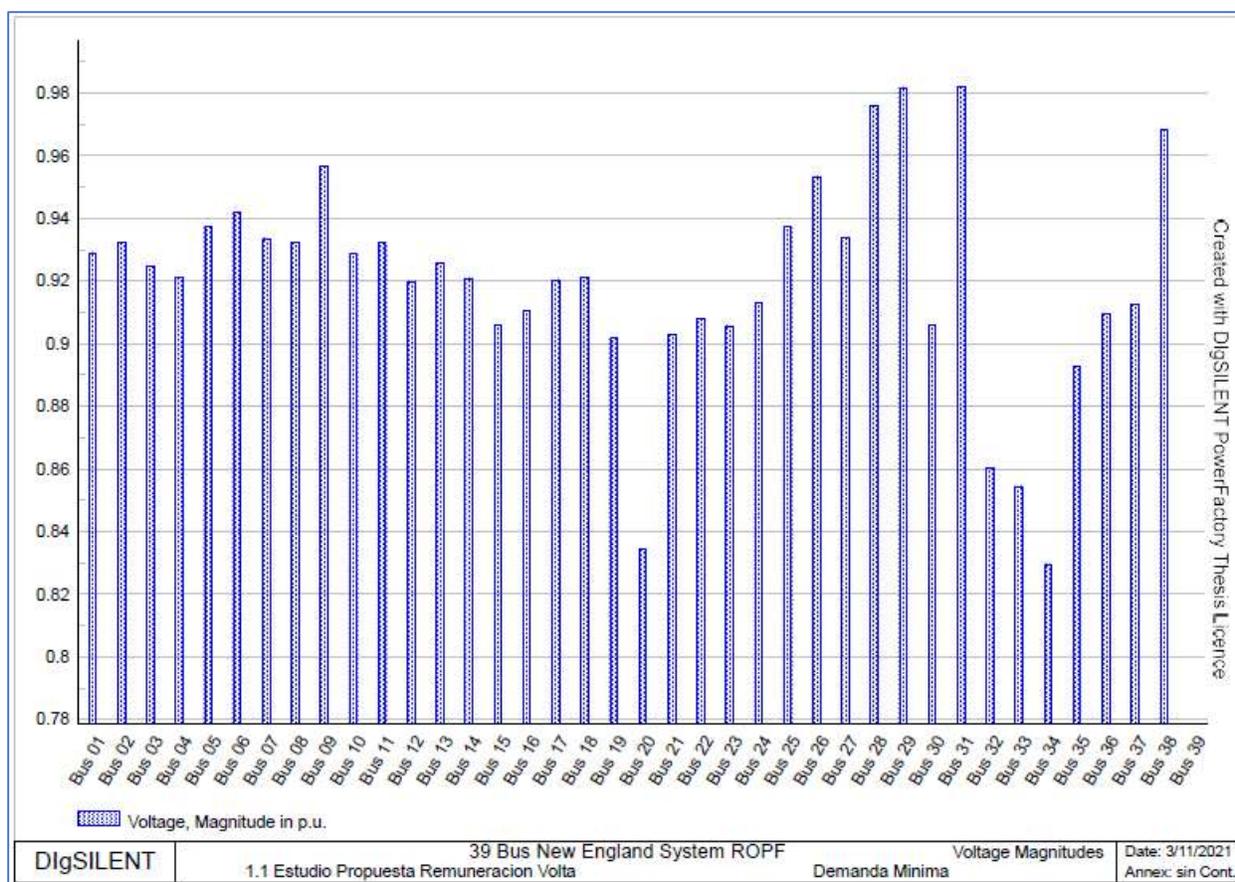


Figura 22. Perfil de tensión escenario demanda mínima OPF Max. Reserva Q sin contingencia

Tabla 20. Análisis de contingencia escenario demanda base extraído de Power Factory

	Component	Voltage Max. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name
1	Bus 24	1.078	0.042	1.036	24	Line 16 - 24
2	Bus 26	1.074	0.022	1.051	31	Line 26 - 27
3	Bus 02	1.069	0.018	1.052	3	Line 02 - 03
4	Bus 28	1.064	0.012	1.052	31	Line 26 - 27
5	Bus 01	1.063	0.018	1.045	3	Line 02 - 03
6	Bus 36	1.064	0.000	1.064	-1	Base Case
7	Bus 19	1.062	0.013	1.049	22	Line 16 - 19

8	Bus 29	1.060	0.008	1.052	31	Line 26 - 27
9	Bus 25	1.058	0.007	1.051	31	Line 26 - 27
10	Bus 23	1.053	0.009	1.043	24	Line 16 - 24
11	Bus 22	1.052	0.004	1.049	28	Line 22 - 23

Tabla 21. Análisis de contingencia escenario demanda máxima extraído de Power Factory

	Component	Voltage Min. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name
1	Bus 08	0.854	-0.079	0.933	43	G 38
2	Bus 07	0.856	-0.079	0.935	43	G 38
3	Bus 05	0.876	-0.075	0.951	43	G 38
4	Bus 06	0.879	-0.078	0.957	43	G 38
5	Bus 12	0.879	-0.057	0.936	43	G 38
6	Bus 31	0.880	-0.102	0.982	43	G 38
7	Bus 04	0.894	-0.053	0.947	5	Line 03 - 04
8	Bus 11	0.907	-0.060	0.966	43	G 38
9	Bus 09	0.908	-0.076	0.983	43	G 38
10	Bus 03	0.917	-0.076	0.993	3	Line 02 - 03
11	Bus 13	0.920	-0.048	0.968	43	G 38
12	Bus 14	0.923	-0.039	0.962	3	Line 02 - 03
13	Bus 10	0.924	-0.051	0.975	43	G 38
14	Bus 21	0.925	-0.075	1.000	27	Line 21 - 22
15	Bus 15	0.930	-0.038	0.968	22	Line 16 - 19
16	Bus 18	0.931	-0.062	0.993	3	Line 02 - 03
17	Bus 38	0.936	-0.090	1.026	43	G 38
18	Bus 27	0.941	-0.058	0.999	31	Line 26 - 27
19	Bus 17	0.946	-0.051	0.997	3	Line 02 - 03

Tabla 22. Análisis de contingencia escenario demanda mínima extraído de Power Factory

	Component	Voltage Max. [p.u.]	Voltage Step [p.u.]	Voltage Base [p.u.]	Contingency Number	Contingency Name
1	Bus 29	1.094	0.028	1.065	43	G 38
2	Bus 28	1.093	0.022	1.070	43	G 38
3	Bus 24	1.088	0.027	1.061	24	Line 16 - 24
4	Bus 26	1.088	0.013	1.074	31	Line 26 - 27
5	Bus 01	1.081	0.011	1.070	3	Line 02 - 03
6	Bus 02	1.079	0.011	1.069	3	Line 02 - 03
7	Bus 25	1.070	0.004	1.066	31	Line 26 - 27
8	Bus 03	1.069	0.012	1.057	5	Line 03 - 04
9	Bus 27	1.069	0.003	1.065	21	Line 16 - 17
10	Bus 22	1.068	0.003	1.065	20	Line 15 - 16
11	Bus 23	1.067	0.006	1.061	24	Line 16 - 24
12	Bus 38	1.067	0.040	1.026	43	G 38
13	Bus 17	1.066	0.005	1.061	21	Line 16 - 17
14	Bus 18	1.066	0.007	1.059	5	Line 03 - 04
15	Bus 19	1.066	0.003	1.063	20	Line 15 - 16
16	Bus 16	1.065	0.007	1.058	20	Line 15 - 16
17	Bus 36	1.064	0.000	1.064	-1	Base Case
18	Bus 21	1.061	0.005	1.056	20	Line 15 - 16
19	Bus 09	1.054	0.000	1.054	48	Trf 11 - 12

F. Diagramas de flujo

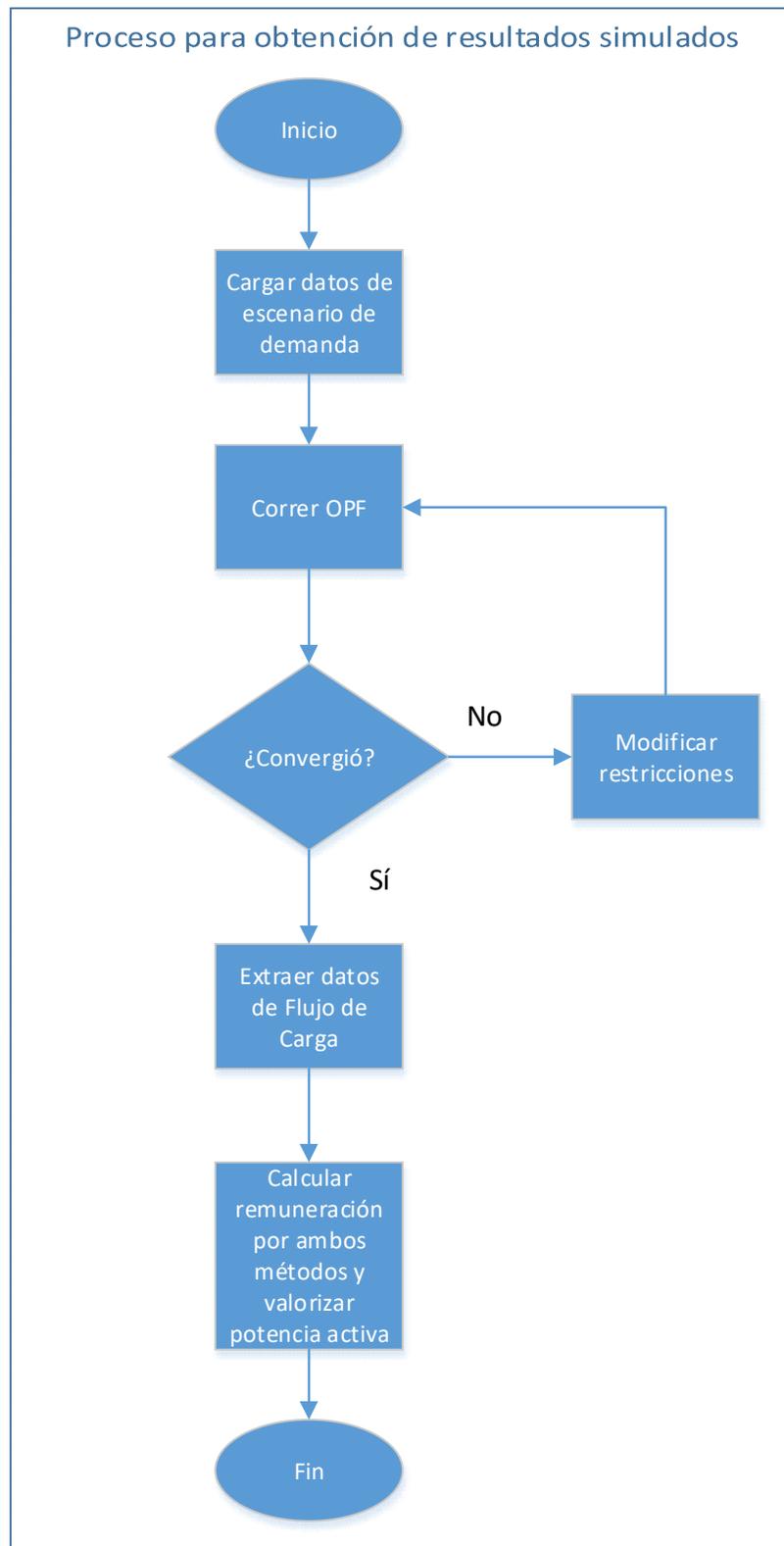


Figura 23. Diagrama de flujo proceso de obtención resultados de escenarios simulados

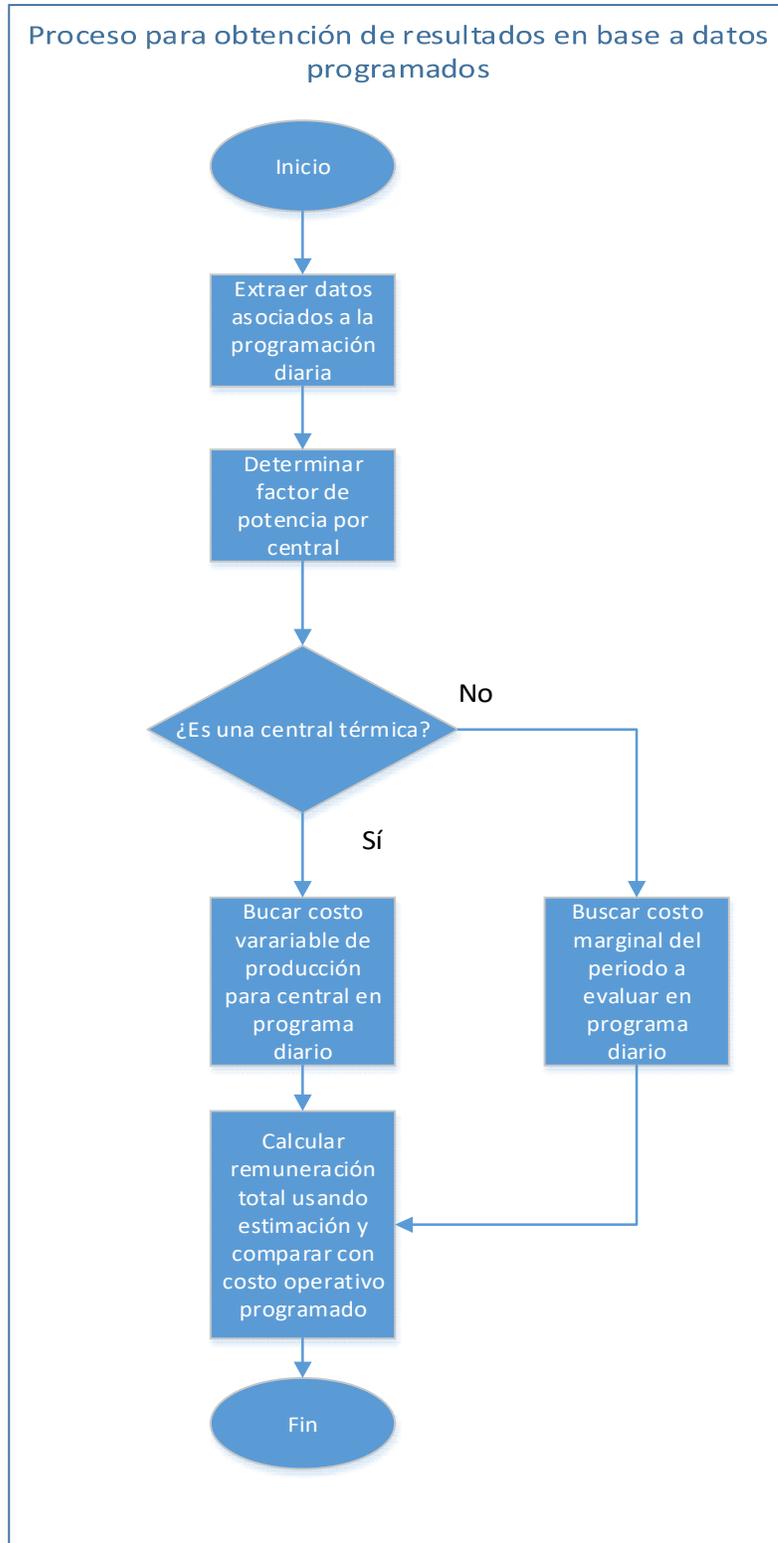


Figura 24. Diagrama de flujo proceso de obtención resultados en base a datos programados

REFERENCIAS

- [1] S. Ahmed y G. Strbac, «A method for simulation and analysis of reactive power market,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, nº 3, pp. 1047-1052, 8 2000.
- [2] I. El-Smahy, K. Bhattacharya, C. Canizares, M. Anjos y J. Pan, «Procurement market model for reactive power services considering system security,» Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2008.
- [3] P. Frías, T. Gómez y D. Soler, «A reactive power capacity market using annual auctions,» 2008.
- [4] M. De y S. K. Goswami, «Optimal reactive power procurement with voltage stability consideration in deregulated power system,» Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2014.
- [5] D. A. P. Fontalvo, «Evaluación, Asignación y Remuneración del Servicio Complementario de Control de Tensión y Soporte de Potencia Reactiva: Agentes Generadores y Participación de la Demanda,» International Association for Energy Economics, 2015.
- [6] J. Zhong, E. Nobile, A. Bose y K. Bhattacharya, «Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas,» 2004.

- [7] J. Zhong y K. Bhattacharya, «Toward a competitive market for reactive power,»
2002.
- [8] K. Bhattacharya y J. Zhong, «Reactive power as an ancillary service,» 2001.
- [9] G. Gross, S. Tao, E. Bompard y G. Chicco, «Unbundled reactive support service:
Key characteristics and dominant cost component,» 2002.
- [10] D. Durairaj y S. Kannan, «A Production Cost Model for Reactive Power in
Electricity Market,» 2015.
- [11] J. Barquín, D. Soler, O. Largo, G. Relaño y I. De La Fuente, «On the Cost of the
Reactive Power Generation and Voltage Support Service,» 1998.
- [12] V. C. Sánchez Valdivieso y V. C. Sánchez Valdivieso, «REMUNERACIÓN DE
LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN. ANÁLISIS Y
PROPUESTA,» Universidad Nacional de Ingeniería, 2007.
- [13] B. Tamimi, C. A. Cañizares y S. Vaez-Zadeh, «Effect of reactive power limit
modeling on maximum system loading and active and reactive power markets,»
2010.
- [14] J. H. Tovar, G. Gutiérrez y R. A. Solera, «Linear sensitivities to define reactive
power areas for voltage control and reactive power service in electricity markets,»
IEEE Computer Society, 2015.

- Yuanning Wang y W. Xu, «An investigation on the reactive power support service needs of power producers,» Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2005.
- [15]
- B. Kirby y E. Hirst, «Voltage control in a changing US electricity industry,» Elsevier BV, 1998.
- [16]
- B. Kirby y E. Hirst, «Ancillary service details: Voltage control,» Oak Ridge, TN, 1997.
- [17]
- P. Mangera, F. H. Sumbung y D. Parenden, «Automatic Voltage Regulator (AVR) Controller Design Based on Routh's Crution Stability Analysis in Diesel-Based Power Plants,» Atlantis Press, 2018.
- [18]
- M. Htay, M. Htay y K. S. Win, «Design and Construction of Automatic Voltage Regulator for Diesel Engine Type Stand-alone Synchronous Generator,» 2008.
- [19]
- P. E. Marken, A. C. Depoian, J. Skliutas y M. Verrier, «Modern synchronous condenser performance considerations,» 2011.
- [20]
- F. O. Igbinovia, G. Fandi, Z. Müller, J. Švec y J. Tlustý, «Cost implication and reactive power generating potential of the synchronous condenser,» Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2016.
- [21]
- J. Vanishree y V. Ramesh, «Optimization of size and cost of Static VAR Compensator using Dragonfly algorithm for voltage profile improvement in power transmission systems,» 2018.
- [22]

- [23] K. K. Sen, «STATCOM - STATic synchronous COMPensator: Theory, modeling, and applications,» IEEE, 1999.
- [24] J. Kueck, B. Kirby, T. Rizy, F. Li y N. Fall, «Reactive Power from Distributed Energy,» Elsevier, 2006.
- [25] A. Arango-Manrique, S. Carvajal-Quintero y S. Arango-Aramburo, «Contribution of Distributed Generation to Voltage Control,» Bogotá, 2011.
- [26] A. D. Le, M. A. Kashem, M. Negnevitsky y G. Ledwich, «Maximising voltage support in distribution systems by distributed generation,» Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2005.
- [27] Y. Muhammad y M. N. Arbab, «Optimization in tap changer operation of power transformer using reactive power compensation by FACT devices,» 2013.
- [28] CAISO, «Reactive power requirements and financial compensation,» 2017. [En línea]. Available:
http://www.caiso.com/Documents/Aug29_2017_OrderAcceptingTariffRevisions-ReactivePowerRequirements-AutomaticVoltageRegulator_ER17-490.pdf.
- [29] NYISO, «VOLTAGE SUPPORT SERVICE RATES,» 2021. [En línea]. Available:
<https://www.nyiso.com/documents/20142/18145934/2021-OATT-MST-Schedule%20-VSS-Rates-Final.pdf/bda65a42-603b-3b47-4cec-d09c157c50df>.
- [30] K. L. Anaya y M. G. Pollitt, «Reactive power procurement: A review of current trends,» Elsevier Ltd, 2020.

- [31] ISO-NE, «SECTION II ISO NEW ENGLAND OPEN ACCESS TRANSMISSION
TARIFF,» 2019.
- [32] Monitoring Analytics , «2018 State of the Market Report for PJM,» 2018.
- [33] AEMO, «Network Support and Control Ancillary Services (NSCAS) Report A report
for the National Electricity Market,» 2019.
- [34] «Power Potential | National Grid ESO,» [En línea]. Available:
<https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/power-potential>.
- [35] S. Hao y A. Papalexopoulos, «Reactive power pricing and management,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 1, pp. 95-104, 1997.
- [36] F. Alvarado, B. Borissov y L. D. Kirsch, «REACTIVE POWER AS AN
IDENTIFIABLE ANCILLARY SERVICE prepared for Transmission Administrator of
Alberta,» 2003.
- [37] J. W. Lamont, «Cost analysis of reactive power support,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, nº 3, pp. 890-898, 8 1999.
- [38] S. Hasanpour, R. Ghazi y M. H. Javidi, «A new approach for cost allocation and
reactive power pricing in a deregulated environment,» *Electrical Engineering*, vol.
91, nº 1, pp. 27-34, 6 2009.
- [39] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez y R. J. Thomas, «MATPOWER: Steady-
state operations, planning, and analysis tools for power systems research and

education,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 1, pp. 12-19, 2
2011.

[40] Y. Matsuo, Y. Nagatomi y T. Murakami, «Thermal and Nuclear Power Generation
Cost Estimates Using Corporate Financial Statements,» IEEJ, 2011.

[41] O. Edition, «DigSILENT PowerFactory User Manual,» 2021.

[42] C. Fabian y R. Paredes, «Métodos de punto interior-Un nuevo método de punto
interior».

[43] D. G. Luenberger y Y. Ye, «Interior-Point Methods,» pp. 111-143, 2008.

[44] H. Glavitsch y R. Bacher, «OPTIMAL POWER FLOW ALGORITHMS,» Swiss
Federal Institute of Technology.

[45] F. H. Dong Badrul Chowdhury, M. Crow, L. Acar, F. Dong, S. Member, B. H.
Chowdhury, S. Member y M. L. Crow, «Improving Voltage Stability by Reactive
Power Reserve Management,» IEEE, 2005.

[46] A. K. Sharma, A. Saxena y R. Tiwari, «Optimal Placement of SVC Incorporating
Installation Cost,» Global Vision Press, 2016.

[47] M. Biswas, M. M. Biswas y K. K. Das, «Voltage Level Improving by Using Static
VAR Compensator (SVC),» 2011.

- E. L. Da Silva, J. J. Hedgecock, J. C. O. Mello y J. C. F. Da Luz, «Practical cost-
- [48] based approach for the voltage ancillary service,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, nº 4, pp. 806-812, 11 2001.
- [49] D. Powerfactory, «39 Bus New England System».