

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 12 de junio de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Katerin J. Keltai G., titulado:

“PROPUESTA OPERATIVA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE LOS RECURSOS REACTIVOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO VENEZOLANO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Rafael Malpica
Jurado



Prof. Vanessa Carlson
Jurado



Prof. José Mora
Prof. Guía

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA OPERATIVA PARA LA OPTIMIZACION DEL USO DE LOS RECURSOS REACTIVOS EN EL SISTEMA ELECTRICO VENEZOLANO

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Keltai G., Katerin J.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA OPERATIVA PARA LA OPTIMIZACION DEL USO DE LOS RECURSOS REACTIVOS EN EL SISTEMA ELECTRICO VENEZOLANO

Prof. Guía: Ing. José Luis Mora
Tutor Industrial: Ing. Felipe Garayar

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Keltai G., Katerin J.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el (la o los) Bachiller (es), titulado:

“PROPUESTA OPERATIVA PARA LA OPTIMIZACION DEL USO DE LOS RECURSOS REACTIVOS EN EL SISTEMA ELECTRICO VENEZOLANO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. (nombre y apellido) Prof. (nombre y apellido)

Jurado Jurado

Ing. Felipe Garayar
Tutor académico

Prof. José Luis Mora
Profesor guía

DEDICATORIA

En primer lugar quiero dedicar este Trabajo Especial de Grado a Dios, por ser mi base y mi refugio en todo tiempo, todo es suyo y este trabajo no es la excepción.

A mis padres, quienes con su ejemplo y amor me han guiado en cada paso que he dado hasta hoy.

A toda mi familia (hermanos, primos, tíos) quienes han llenado cada uno de mis días de alegría.

A Javier Nava, cuyo apoyo ha estado presente en cada paso de la realización de este trabajo.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios, por darme la oportunidad de vivir este momento y cada minuto de esta carrera, por enseñarme de cada sonrisa y cada lágrima de este viaje, pero más aún por nunca dejarme sola, si no bendecir mi vida con su amor y con cada persona que forma parte de esta historia.

En especial a mis padres, gracias por apoyarme en todo momento, por darme más de lo que necesitaba. Este logro es de ustedes.

Muchísimas gracias a mi tutor, Felipe Garayar, por su guía y su ayuda en todo tiempo, por aguantar mis locuras y mis chistes malos, por compartir sonrisas en medio de la seriedad.

A Gerardo Delgado, por todo. No hay más que decir, eres el mejor amigo que pude haber pedido.

A todos mis amigos, en especial a Betzaida Calanche, Ricardo Cordero, a mi familia de la Bolsa del Libro, a mi equipo del centro de estudiantes y a mi mini familia (meche, cosi, brettis, berbis, jorgis y willy) gracias por hacer de este viaje algo inolvidable.

Y al Ing. Jesús Acuña Senior, sin su ayuda este trabajo no hubiese sido posible.

Keltai G., Katerin J.

**PROPUESTA OPERATIVA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO
DE LOS RECURSOS REACTIVOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
VENEZOLANO.**

Profesor Guía: Ing. José L. Mora. Tutor Industrial: Ing. Felipe Garayar. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Centro Nacional de Despacho. Trabajo de Grado. 2013. 104 páginas + Anexos.

Palabras Claves: Flujo de carga optimo; Método del Punto Interior; Sistema de Transmisión.

Resumen. Se formula una opción para la mejora de la utilización de los recursos reactivos presentes en el sistema de transmisión manejado por el Despacho Nacional. Donde se busca validar la posición actual de los Taps de los transformadores del sistema de 765 kV, a partir del uso del flujo de carga óptimo, por el Método del Punto Interior del software Power Factory DIGSilent V.14, tomando como base de estudio la demanda real durante un día de operación del sistema eléctrico nacional y seguidamente comparando los resultados obtenidos con los datos reales del sistema. La simulación de las condiciones del sistema es lograda de manera exitosa a partir de la base de datos manejada por parte del Despacho Nacional. Las nuevas posiciones obtenidas para los Taps de los transformadores dan como resultado menores niveles de pérdidas activas en el sistema y mayores márgenes de reservas de reactivos en los centros de generación seleccionados.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
SIGLAS	xv
INTRODUCCIÓN	6
CAPÍTULO I	8
1.1. Planteamiento del problema	8
1.2. Objetivo general	10
1.3. Objetivos específicos	10
1.4. Metodología	11
CAPÍTULO II	13
MARCO TEÓRICO	13
2.1. Flujo de carga óptimo	14
2.2. Operaciones de un sistema eléctrico	21
2.3. Descripción del programa	25
2.4. Sistema Eléctrico Nacional Venezolano (SEN)	32
2.5. Centro Nacional de Despacho	43
CAPÍTULO III	48
PROPUESTA METODOLOGICA	48

3.1. Flujo de carga óptimo	48
3.2. Escenarios de operación	51
3.3. Análisis de resultados	52
CAPÍTULO IV	54
CASOS PRÁCTICOS	54
Análisis de resultados	56
Caso de mínima demanda	56
Caso de demanda media	68
CONCLUSIONES	100
RECOMENDACIONES	102
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	103
BIBLIOGRAFÍA	105
ANEXOS A	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Bancos de reactivos shunt por Regiones Operativas	37
Tabla 2 Generación de Potencia Reactiva en las Maquinas seleccionadas como Control del Flujo de Carga Optimo (Caso de Baja Demanda).....	66
Tabla 3 Generación de Potencia Reactiva en las Maquinas seleccionadas como Control del Flujo de Carga Optimo (Caso de Media Demanda).....	79
Tabla 4 Resultados de las posiciones de los Taps luego de los procesos de optimización.....	82
Tabla 5 Distribución de la Potencia Generada en el SEN (Caso de Baja Demanda)..	83
Tabla 6 Tabla 5 Distribución de la Potencia Generada en el SEN (Caso de Demanda Media)	84
Tabla 7 Perfil de Tensión de las Barras de 765 kV (Troncal) para la propuesta de optimización.....	87
Tabla 8 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV (Troncal) para la propuesta de optimización.....	87
Tabla 9 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Troncal) para la propuesta de optimización.....	87
Tabla 10 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Capital) para la propuesta de optimización.....	89
Tabla 11 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Guayana) para la propuesta de optimización.....	90
Tabla 12 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Oriente) para la propuesta de optimización.....	91
Tabla 13 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Centro) para la propuesta de optimización.....	92
Tabla 14 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Centro Occidente) para la propuesta de optimización.....	93
Tabla 15 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Hidros) para la propuesta de optimización.....	93

Tabla 16 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sur Occidente) para la propuesta de optimización	94
Tabla 17 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Occidental) para la propuesta de optimización.....	94
Tabla 18 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Oriental) para la propuesta de optimización.....	95
Tabla 19 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sector Petrolero Oriente) para la propuesta de optimización.....	96
Tabla 20 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sector Petrolero Occidente) para la propuesta de optimización.....	96
Tabla 21 Generación de Potencia Reactiva en las Maquinas más representativas del SEN	98

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Curva de Demanda del Día de Estudio	55
Gráfico 2 Perfil de Tensión de las Barras de 765 kV (Troncal) para el caso de mínima demanda	57
Gráfico 3 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV (Troncal) para el caso de mínima demanda	57
Gráfico 4 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Troncal) para el caso de mínima demanda	58
Gráfico 5 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Capital) para el caso de mínima demanda	58
Gráfico 6 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Guayana) para el caso de mínima demanda	59
Gráfico 7 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Oriente) para el caso de mínima demanda	60
Gráfico 8 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Centro) para el caso de mínima demanda	61
Gráfico 9 Perfil de Tensión de las Barras 230 kV (Sur Occidente) para el caso de mínima demanda	62
Gráfico 10 Perfil de Tensión de las Barras 230 kV (Zulia Costa Occidental) para el caso de mínima demanda	63
Gráfico 11 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Oriental) para el caso de mínima demanda	64
Gráfico 12 Pérdidas activas del SEN para las diferentes pruebas en el Caso de Baja Demanda	65
Gráfico 13 Generación de Potencia Reactiva de la Maquinas seleccionadas como Control (Baja Demanda)	67
Gráfico 14 Perfil de Tensión de las Barras de 765 kV (Troncal) para el caso de demanda media.....	69

Gráfico 15 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV (Troncal) para el caso de demanda media.....	69
Gráfico 16 Pérdidas activas del SEN para las diferentes pruebas en el Caso de Demanda Media	78
Gráfico 17 Generación de Potencia Reactiva de la Maquinas seleccionadas como Control (Caso de Demanda Media).....	80
Gráfico 18 Distribución de la Potencia Activa en el SEN (Caso de Baja Demanda) .	83
Gráfico 19 Distribución de la Potencia Reactiva en el SEN (Caso de Baja Demanda)	84
Gráfico 20 Distribución de la Potencia Activa en el SEN (Caso de Demanda Media)	85
Gráfico 21 Distribución de la Potencia Reactiva en el SEN (Caso de Demanda Media)	85
Gráfico 22 Pérdidas activas del SEN para la propuesta de optimización	97
Gráfico 23 Generación de Potencia Reactiva en las Maquinas más representativas del SEN	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Estados del sistema.....	22
Figura 2 Dialogo Power Factory para el Flujo de Carga Optimo	27
Figura 3 Especificaciones de las Maquinas Sincronicas.....	28
Figura 4 Especificaciones de los Sistemas Externos.....	29
Figura 5 Especificaciones de los Transformadores de dos devanados	30
Figura 6 Especificaciones de los Transformadores de tres devanados	31
Figura 7 Diagrama porcentual de los diferentes tipos de generación	33
Figura 8 Ubicación geográfica de las plantas de generación	34
Figura 9 Diagrama porcentual de la generación por Regiones Operativas.....	34
Figura 10 Red Troncal de Transmisión.....	36
Figura 11 Funcionamiento de los Transformadores Regulables.....	39
Figura 12 Funcionamiento de los Transformadores Regulables.....	39
Figura 13 Sistema de ejemplo	40
Figura 14 Estructura Organizativa del CND.....	47
Figura 15 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Troncal) para el caso de demanda media.....	70
Figura 16 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Capital) para el caso de demanda media.....	70
Figura 17 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Guayana) para el caso de demanda media.....	71
Figura 18 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Oriente) para el caso de demanda media.....	72
Figura 19 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Centro) para el caso de demanda media.....	73
Figura 20 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sur Occidente) para el caso de demanda media.....	74

Figura 21 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Occidental) para el caso de demanda media.....	75
Figura 22 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Oriental) para el caso de demanda media.....	76
Figura 23 Perfil de Tensión de las Barras de 765 kV (Troncal) para la propuesta de optimización.....	88
Figura 24 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV (Troncal) para la propuesta de optimización.....	88
Figura 25 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Troncal) para la propuesta de optimización.....	89
Figura 26 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Capital) para la propuesta de optimización.....	90
Figura 27 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Guayana) para la propuesta de optimización.....	91
Figura 28 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Oriente) para la propuesta de optimización.....	91
Figura 29 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Centro) para la propuesta de optimización.....	92
Figura 30 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Hidros) para la propuesta de optimización.....	93
Figura 31 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sur Occidente) para la propuesta de optimización.....	94
Figura 32 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Occidental) para la propuesta de optimización.....	95
Figura 33 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Oriental) para la propuesta de optimización.....	95
Figura 34 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sector Petrolero Oriente) para la propuesta de optimización.....	96

SIGLAS

SEN	Sistema Eléctrico Nacional
FCO	Flujo de Carga Óptimo
PF	Power Factory
MPI	Método de Punto Interior
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-Hora
kVAr	Kilovoltio-Amperio Reactivo

INTRODUCCIÓN

La operación de un sistema eléctrico de potencia tiene como objetivo fundamental la satisfacción de los requerimientos energéticos de los usuarios en virtud de que la energía eléctrica es un bien imprescindible para el sostenimiento de la calidad de vida humana y el desarrollo de las actividades de diversa índole necesarias para su consecución. Adicionalmente, deben cumplirse una serie de restricciones técnico-económicas que a grandes rasgos, persiguen: minimizar los costos de operación mediante el uso eficiente de los recursos disponible, maximizar la continuidad del servicio eléctrico y el sostenimiento de los parámetros adecuados de la tensión del servicio (frecuencia, magnitud y calidad) –Calidad del servicio- y garantizar que la ocurrencia de perturbaciones inherentes a la operación tanto predecibles –Cambios en la generación y demanda- como impredecibles –Contingencias- no degeneren en violaciones de los límites operacionales de las variables de estado y/o funciones de salida del SEN.

El Centro Nacional de Despacho del Sistema Eléctrico Nacional (CND) es el Ente de mayor jerarquía en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y como tal su principal función es garantizar la integridad y continuidad del servicio eléctrico en el país ante cualquier circunstancia, razón por la cual debe cuantificar y prevenir los riesgos potenciales a los que es sometido el SEN en la operación diaria, así como promover y diseñar las medidas operativas necesarias para mitigar las diversas vicisitudes que pudiesen atentar en contra del cumplimiento de dicho objetivo.

Descripción de los capítulos:

En el CAPÍTULO I, se presenta el planteamiento del problema, los objetivos generales y específicos; conjuntamente con la metodología que permitirá alcanzar dichos objetivos.

En el CAPÍTULO II, se incluyen las definiciones y los aspectos teóricos del Sistema Eléctrico Nacional, el Centro Nacional de Despacho y el método numérico utilizado para la optimización.

En el CAPÍTULO III, se detalla la metodología para el desarrollo de la propuesta operativa para la optimización de los recursos reactivos del SEN.

En el CAPÍTULO IV, se desarrollan casos prácticos aplicando la metodología establecida en el capítulo anterior.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones logradas a partir de la optimización de los recursos reactivos del Sistema Eléctrico Nacional.

CAPÍTULO I

1.1. Planteamiento del problema

En los años más recientes el Sistema Eléctrico Venezolano ha estado experimentando valores elevados de transferencia de energía eléctrica desde las fuentes de generación hidráulica ubicadas en la zona sur oriental del país a las zonas de carga ubicadas al norte del país, debido al estrés inducido por el crecimiento progresivo de la demanda y al retraso en la culminación de las obras de expansión de transmisión y particularmente de generación, constituyéndose una situación que diariamente pone en riesgo la seguridad de la operación debido a la constante transgresión de los límites operativos asociados al sistema de transmisión, con el objetivo de maximizar la satisfacción del requerimiento energético de los consumidores del país. Esto ha conducido al descenso de los estándares de calidad y seguridad del servicio eléctrico, según los cuales el SEN debería ser operado en condiciones tales que la ocurrencia de contingencias simples no ocasionaran pérdidas de carga o de sincronismo entre unidades de generación, ni desviaciones inaceptables de las tensiones en barras.

En este sentido, la situación actual de operación plantea la imperiosa necesidad de establecer y adoptar, en el corto plazo, una serie de medidas operativas que ofrezcan la posibilidad de optimizar el uso de los recursos reactivos disponibles en el SEN de forma coordinada, integral y atendiendo las particularidades de cada área, a fin de contribuir a la mejora en los problemas típicos presentes en sistemas eléctricos de potencia altamente estresados, tales como: Deterioro general del perfil de tensiones de la red, altas pérdidas en líneas de transmisión, escasa reserva reactiva de las diversas áreas, pobre soporte reactivo en los nodos de la red que conlleva a altas sensibilidades de la tensión con respecto a los cambios en la potencia activa y

reactiva, entre otras, que en conjunción con otros fenómenos particulares constituyen un escenario propicio para la formación de fenómenos de inestabilidad de tensión, los cuales implican el deterioro de la capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener los voltaje en estado estable de todas las barras después de haber sido sujeto a alguna perturbación.

El problema del despacho económico óptimo de reactivos planteado tiene como objetivo fundamental la definición de las consignas de tensión de las unidades de generación, la inyección de potencia reactiva en los compensadores estáticos, el estado de los elementos de compensación shunt y serie y la posición de los cambiadores de toma en los autotransformadores de la red de transmisión para los casos en los cuales es factible realizar modificaciones bajo carga o fuera de servicio, con el objetivo de mejorar el desempeño del sistema eléctrico de potencia ante las exigencias impuestas por la demanda, además satisfaciendo una serie de restricciones de desigualdad que fundamentalmente están asociadas a límites operativos sobre las variables del sistema y límites físicos en los equipos.

1.2. Objetivo general

- Plantear una propuesta operativa para la optimización del uso de los recursos reactivos en el sistema eléctrico venezolano.

1.3. Objetivos específicos

- Lograr un conocimiento general de los equipos y componentes que conforman el Sistema Eléctrico Nacional y su operación, así como la organización del Centro Nacional de Despacho (CND).
- Lograr un conocimiento general del Software DigSilent Power Factory V.14, herramienta que permitirá el análisis de sistemas eléctricos de potencia.
- Lograr un entendimiento general del problema de optimización para la operación de sistemas eléctricos de potencia.
- Generar la propuesta de optimización del uso de los recursos reactivos del Sistema Eléctrico Nacional, a través del planteamiento y análisis de escenarios de operación aplicando la metodología seleccionada.

1.4. Metodología

1.4.1 Fase 1. Introducción al Sistema Eléctrico Nacional

- 1) Introducción a la Institución.
- 2) Revisión del Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Nacional.
- 3) Familiarización con los principales equipos y componentes.
- 4) Revisión de informes y estadísticas.
- 5) Introducción a los principales indicadores de seguridad empleados en la operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- 6) Introducción a las herramientas para la consulta de información histórica de operación del Sistema Eléctrico Nacional.

1.4.2 Fase 2. Capacitación en el software de simulación

- 1) Introducción a la filosofía del Software DigSilent.
- 2) Revisión de las potencialidades y funciones del software.
- 3) Revisión de la modelación de los elementos en régimen permanente.
- 4) Ejercitación con sistemas de prueba.

1.4.3 Fase 3. Fundamentación y documentación

- 1) Recopilación y síntesis de los principales recursos bibliográficos en materia.
- 2) Introducción al problema de optimización en sistemas eléctricos de potencia, específicamente relacionado con el Flujo de Carga Óptimo.
- 3) Revisión de la modelación de los elementos de la red a fin de establecer las restricciones pertinentes asociadas al problema de optimización.
- 4) Revisión de las principales funciones objetivo asociadas a la optimización de sistemas eléctricos de potencia, a fin de establecer relaciones pertinentes con el software de simulación.

- 5) Investigación de los principales métodos y técnicas de optimización existentes, a fin de establecer relaciones pertinentes con el software de simulación.
- 6) Ejercitación con sistemas de pruebas (áreas operativas particulares), a fin de realizar las pruebas necesarias para la familiarización con la herramienta de flujo de carga óptimo incluido en el software de simulación.

1.4.4 Fase 4. Desarrollo de la propuesta

- 1) Aplicar ajustes en la modelación de la red venezolana a fin de considerar las restricciones implícitas en el problema de flujo de carga óptimo.
- 2) Selección y construcción de escenarios operativos.
- 3) Ejecución de las simulaciones aplicando la metodología seleccionada.
- 4) Realización de sensibilidad ante variación en parámetros y factores de interés.
- 5) Análisis de resultados obtenidos.
- 6) Validación de la estrategia operativa propuesta a través de la comparación de diversos índices de desempeño (perfiles de tensión, pérdidas, reserva reactiva, sensibilidades dQ/dV , dP/dV , soporte reactivo, etc.) con respecto a la situación operativa actual.
- 7) Establecimiento de conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio.

1.4.5 Fase 5. Elaboración del tomo de Trabajo Especial de Grado

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Para la realización de este trabajo debemos partir por comprender los métodos matemáticos que nos servirán de herramientas y el impacto de la potencia reactiva en los sistemas de potencia.

El flujo de carga se refiere al resultado que se obtiene de un proceso matemático en el cual se muestran la corriente, tensión, potencia activa y potencia reactiva en cada barra de un sistema de potencia en un momento específico.

Se trata de un modelo lineal, debido a que se realiza bajo condiciones puntuales de despacho de potencia y carga, aun cuando la relación entre dichas variables no es lineal y por lo cual la variación en una de las mismas incurrirá en variaciones en la demás. Es en este punto que es apropiado hablar de un flujo de carga óptimo, el cual trata sobre el cálculo de las variables antes mencionadas en sus puntos óptimos y relacionados entre sí de manera de obtener el perfil más eficiente del sistema de potencia como un todo.

La optimización de recursos reactivos podría pensarse de manera aislada del resto de las variables, pero esto traería consecuencias en el flujo de potencia activa, niveles de tensión y flujos de corriente que no se tendrían en cuenta en dicho proceso de optimización.

El flujo de potencia reactiva en un sistema de potencia de corriente alterna es inevitable, en muchos casos es considerado negativo ya que el aumento de potencia reactiva capacitiva en el sistema trae como consecuencia el aumento de la tensión en su barra asociada y a su vez el aumento del flujo de corriente, trayendo como consecuencia el aumento de las pérdidas de potencia activa en la línea.

Así mismo al aumentar la potencia reactiva en el sistema se limita el flujo de potencia activa por las líneas, la cual es la potencia que genera trabajo.

Ahora bien un manejo adecuado de la potencia reactiva trae beneficios a la operación de los sistemas de potencia, tales como la mejora de los perfiles de tensión, la reducción de las pérdidas y por ende la reducción de los costos en el transporte de la potencia activa desde los centros de generación a los consumidores.

Esto se logra mediante el control adecuado de la inyección y absorción de potencia reactiva en la red a través de la conexión y desconexión de módulos de condensadores y/o inductores shunts, la variación de los cambiadores de toma (taps) de los transformadores y la variación del despacho de potencia reactiva de los generadores.

Para el desarrollo de este trabajo no se dispone de una aplicación de optimización de dichas fuentes de potencia reactiva pero utilizando un método de Flujo de Carga Óptimo (FCO) que maneje elementos de control de reactivos se espera optimizar su uso.

2.1.Flujo de carga óptimo

El flujo de carga es el punto de partida para el análisis del rendimiento de un sistema de potencia, dicho cálculo se hace basado en condiciones de operación específicas y estáticas de la red en un determinado periodo de tiempo, el cual es la base para plantear la optimización de la actividad de los diferentes elementos que la conforman ya que para la correcta operación de un sistema de potencia se debe contar con la planificación y el estudio adecuado que exponga el mejor estado de la red bajo distintas condiciones de la demanda.

Por lo tanto el flujo de carga óptimo es el proceso para determinar el estado de un sistema de potencia en el cual se garantice que sea asequible, confiable y seguro [1], el cálculo del flujo de carga óptimo determina las variables de control óptimo y las cantidades del sistema para una planificación eficiente del sistema de potencia y su operación [2]. De forma genérica podemos decir que el problema del flujo de carga óptimo encierra una amplia gama de problemas en los cuales se busca optimizar una función objetivo sujeta a restricciones de igualdad y de desigualdad que representan

los balances de potencia activa y reactiva en los nodos de la red y los límites de operación de las diferentes variables del sistema, y que definen el área dentro de la cual se debe encontrar la solución del problema.

Según [3], esto puede escribirse como:

Maximizar:

$$f(x, u)$$

Sujeto a:

$$g(x, u) = 0$$

$$h(x, u) \leq 0$$

Donde “x” representa el vector de variables dependientes, y “u” el vector de variables de control o de decisión. Forman parte del grupo de variables dependientes, entre otros, las tensiones y ángulos nodales y las potencias reactivas de los generadores que controlan tensión. Las variables de control pueden ser distintas en función del objetivo del problema, generalmente suelen incluirse las generaciones de potencia activa y reactiva, los parámetros de los terminales de tensión controlada, los intercambios de potencia, las tomas de los transformadores, etc.

La función escalar $f(x, u)$ puede tomar distintas formas en función de cuál sea el objetivo del problema de optimización. A su vez, éste dependerá de diversas consideraciones.

Por un lado, si se trata de obtener un estado óptimo de operación del sistema el objetivo puede ser, entre otros, la minimización de pérdidas, la reducción de costos de operación, el incremento de la seguridad, de la cargabilidad o mínimo número de reajustes de variables de control. Por otra parte, si se está abordando un problema de planificación, el objetivo es determinar los escenarios futuros óptimos para la evolución del sistema.

Al observar las ecuaciones que conforman el modelo queda claro que se trata de un problema no lineal, para cuya resolución es necesario emplear técnicas de optimización para problemas no lineales.

Una consideración importante que debe hacerse a la hora de plantear el problema es la forma de modelar las variables discretas que realmente existen en un sistema eléctrico, tal es el caso de las tomas de los transformadores, que pueden tomar valores discretos pero de pequeña variación entre uno y otro. El caso de conexión o desconexión de líneas, generadores o reactancias también produce la aparición de variables discretas pero en este caso los escalones producidos son mayores. Existen muchas técnicas numéricas de optimización para resolver el FCO, pero en el presente trabajo se desarrollara el método del punto interior (MPI).

2.1.1. Método de punto interior:

El Método de Punto Interior (IPM) es propuesto por Karmakar en 1984 como una técnica para resolver problemas lineales, pero luego las variantes del método se han extendido hasta cubrir todo tipo de problemas, desde los problemas lineales hasta los no lineales y los problemas convexos a los no convexos. Así mismo estas mejoras permiten iniciar el método desde un punto general en lugar de un punto “bueno” o factible.

Se desarrolla una función objetivo que estará sujeta a restricciones, las cuales establecen una región de puntos factibles, donde la idea principal del método es llegar a la solución óptima del problema desde los puntos internos de la misma.

El flujo de potencia óptimo representa una variedad muy grande de problemas de optimización en sistemas de potencia, generalmente es formulado como un problema de programación no lineal. El problema a ser resuelto tiene el siguiente enunciado [4]-[7]:

$$\begin{aligned}
 & \min f(x) \\
 & \text{su}j. \quad g(x) = 0 \\
 & h^{\min} \leq h(x) \leq h^{\max} \\
 & \hat{x}^{\min} \leq \hat{x} \leq \hat{x}^{\max}
 \end{aligned}$$

- $x \in \mathcal{R}^n$: comprende las variables de estado y de control.
- $f: \mathcal{R} \rightarrow \mathcal{R}$: es definida como la función objetivo.
- $g: \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}^m$: Comprende las restricciones de igualdad.
- $h: \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}^p$: Comprende las restricciones de desigualdad.
- $\hat{I}x: \mathcal{R}^q \rightarrow \mathcal{R}^n$: Incluye variables que tienen límites finitos.

El primer paso trata de eliminar las restricciones de desigualdad por restricciones de igualdad mediante Variables de Holgura, estas generaran adicionalmente otras restricciones de desigualdad debido a que las mismas deben cumplir con ser positivas, pero igualmente se deben eliminar, para este paso se utiliza la función logarítmica de barrera, con la cual juntamente se representa el parámetro de barrera.

2.1.1.1. Variables de Holgura

Son utilizadas para transformar las restricciones de desigualdad en restricciones de igualdad y de esta forma la evaluación de la factibilidad del problema se simplifica ya que solo se debe cumplir con que las mismas sean positivas.

$$\begin{aligned}
 g(x) &= 0 \\
 -s_1 - s_2 - h^{min} + h^{max} &= 0 \\
 -h(x) - s_2 + h^{max} &= 0 \\
 -s_3 - s_4 - \hat{x}^{min} + \hat{x}^{max} &= 0 \\
 -\hat{I}x - s_4 + x^{max} &= 0 \\
 (s_1, s_2, s_3, s_4) &\geq 0
 \end{aligned}$$

2.1.1.2. Función de Barrera

Son funciones continuas con valores que en un punto tienden a infinito en la medida que el punto se acerca al límite de la región de puntos factibles.

Este paso consiste en eliminar las restricciones de desigualdad $((s_1, s_2, s_3, s_4) \geq 0)$ mediante la adición de funciones de penalidad en la función objetivo del tipo barrera logarítmica asociadas a s_1, s_2, s_3 y s_4 . [3]

$$f(x) - \mu \sum_{j=1}^p (\ln s_{1j} + \ln s_{2j}) - \mu \sum_{j=1}^p (\ln s_{3j} + \ln s_{4j})$$

S.a

$$g(x) = 0$$

$$-s_1 - s_2 - h^{\min} + h^{\max} = 0$$

$$-h(x) - s_2 + h^{\max} = 0$$

$$-s_3 - s_4 - \hat{x}^{\min} + \hat{x}^{\max} = 0$$

$$-\hat{I}x - s_4 + x^{\max} = 0$$

$$\mu > 0$$

Donde μ es el parámetro de barrera.

2.1.1.3. Parámetro de Barrera

Es la medida en la que la función de barrera nos alejara o acercara a la solución óptima del problema original, en la medida que se acerca a cero la función de barrera será mínima y convergerá a la solución mientras se cumplen las restricciones a las que se está sujeto.

Para cumplir con la optimización del problema en un punto estacionario a partir de restricciones de igualdad se debe definir la siguiente función de Lagrange.

$$\begin{aligned}
L\mu = & f(x) - \mu \sum_{j=1}^p (\ln s_{1j} + \ln s_{2j}) - \mu \sum_{j=1}^p (\ln s_{3j} + \ln s_{4j}) - y(g(x)) \\
& - z_1(-s_1 - s_2 - h^{\min} + h^{\max}) - z_2(-h(x) - s_2 + h^{\max}) \\
& - z_3(-s_3 - s_4 - \hat{x}^{\min} + \hat{x}^{\max}) - z_4(-Ix - s_4 + x^{\max})
\end{aligned}$$

A su vez se deben de considerar las condiciones de KKT (Karush – Kuhn – Tucker) las cuales son las condiciones necesarias y suficientes para asegurar que la solución de un problema no lineal sea óptima.

$$\begin{aligned}
\nabla_x L\mu &= \nabla f(x) - Jg(x)y + Jh(x)z_2 + Iz_4 = 0 \\
\nabla_{s_1} L\mu &= -\mu S_1^T u + z_1 = 0 \\
\nabla_{s_2} L\mu &= -\mu S_2^T u + z_1 + z_2 = 0 \\
\nabla_{s_3} L\mu &= -\mu S_3^T u + z_3 = 0 \\
\nabla_{s_4} L\mu &= -\mu S_4^T u + z_3 + z_4 = 0 \\
\nabla_y L\mu &= -g(x) = 0 \\
\nabla_{z_1} L\mu &= h^{\max} - h^{\min} - s_1 + s_2 = 0 \\
\nabla_{z_2} L\mu &= h^{\max} - h(x) - s_2 = 0 \\
\nabla_{z_3} L\mu &= x^{\max} - x^{\min} - s_3 - s_4 = 0 \\
\nabla_{z_4} L\mu &= x^{\max} - Ix - s_4 = 0 \\
S_1 z_1 &= 0 \\
S_2(z_1 + z_2) &= 0 \\
S_4(z_3 + z_4) &= 0
\end{aligned}$$

A partir de esto obtenemos un sistema de ecuaciones no lineales que se resuelven por el método de Newton sobre la expansión de primer orden de Taylor.

2.1.2. Función Objetivo

La función objetivo describe el criterio que se usará para la optimización. La selección de la función objetivo viene dada por el análisis de seguridad y operación que se quiera desarrollar, algunas de las funciones objetivo que se pueden emplear son:

- Minimizar el costo de operación
- Minimizar las pérdidas de transmisión
- Minimizar el costo por interrupción de carga
- Minimizar el número de reajustes de variables de control.

Por otra parte, si se está abordando un problema de planificación, el objetivo es determinar los escenarios futuros óptimos para la evolución del sistema.

2.1.3. Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad representan las ecuaciones de balance de carga que vienen dadas a partir de las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en los nodos de la red bajo estudio. En el caso de que el sistema se encuentre en estado normal la potencia generada debe ser tal que cubra con la potencia demandada más las pérdidas en la red.

2.1.4. Restricciones de desigualdad

Las restricciones de desigualdad se refieren a los límites que deben satisfacer las variables de control y de estado. Estas restricciones reflejan los límites impuestos a los elementos de la red y al sistema eléctrico de potencia. Las principales restricciones consideradas son:

- Límites de potencia activa y reactiva de los generadores: Las unidades de generación tienen límites de operación relacionados a la potencia activa y reactiva que entregan.
- Límites de flujos por las ramas del sistema: Las ramas del sistema de potencia están constituidas por las líneas de transmisión y los

transformadores de potencia, para mantener la seguridad de los mismos se definen límites respecto a la potencia que fluirá por cada una de las ramas, estos límites pueden establecerse en función a las limitaciones de los elementos o por consideraciones de seguridad del sistema.

- Límites de tensión en los terminales o barras: En las barras de generación la tensión de las mismas se mantiene constante mientras que las barras intermedias o de carga deben establecerse límites de tensión.

Otras restricciones de desigualdad que se pueden considerar para el desarrollo de FCO son:

- Límite de los cambiadores de toma de un transformador
- Límite de compensación de potencia reactiva
- Requerimiento de reserva rodante
- Límite de emisión de contaminantes al medio

2.2. Operaciones de un sistema eléctrico

La operación del sistema eléctrico tiene como objetivo principal mantener la seguridad del sistema en tiempo real y, en la medida en que ésta no se vea amenazada, hacerlo de la forma más económica posible. Por seguridad del sistema se entiende la capacidad del sistema de mantenerse en un estado adecuado (con las variables dentro de sus regiones de funcionamiento) y tener la capacidad de hacer frente a los cambios que se producen en la demanda y posibles contingencias. [2]

Los operadores del sistema deben decidir el uso que dan a los recursos disponibles del sistema en función de las necesidades que existan en cada momento.

Debe tenerse en cuenta que la operación, aunque está relacionada con el tiempo real, forma parte de un proceso temporalmente mucho más amplio, donde se puede desarrollar la planificación y la programación del sistema. Durante el proceso de

planificación es cuando se deben plantear las necesidades del sistema para hacer frente a sus requisitos de funcionamiento, es un proceso temporal en el largo plazo, ya que incluye la construcción de instalaciones costosas y que necesitan de un tiempo relativamente largo para entrar en operación. Durante la programación del sistema es cuando se establecen las unidades de generación que estarán en funcionamiento en un mediano y corto plazo, así como las líneas, generadores o demás dispositivos que no estarán operativos por encontrarse en mantenimiento. Todos estos aspectos afectan el proceso de toma de decisiones en el cual consiste la operación.

2.2.1 Estados de operación de un sistema eléctrico

Las actuaciones que van a realizar los operadores de un sistema eléctrico van a depender en gran medida del estado en el que pueda encontrarse el sistema y determinará el objetivo de dichas acciones. Los estados en los cuales puede encontrarse un sistema de potencia se pueden definir según la clasificación establecida por DyLiacco [8]. La descripción general de estos estados y las relaciones entre ellos se muestra en la Figura 1.

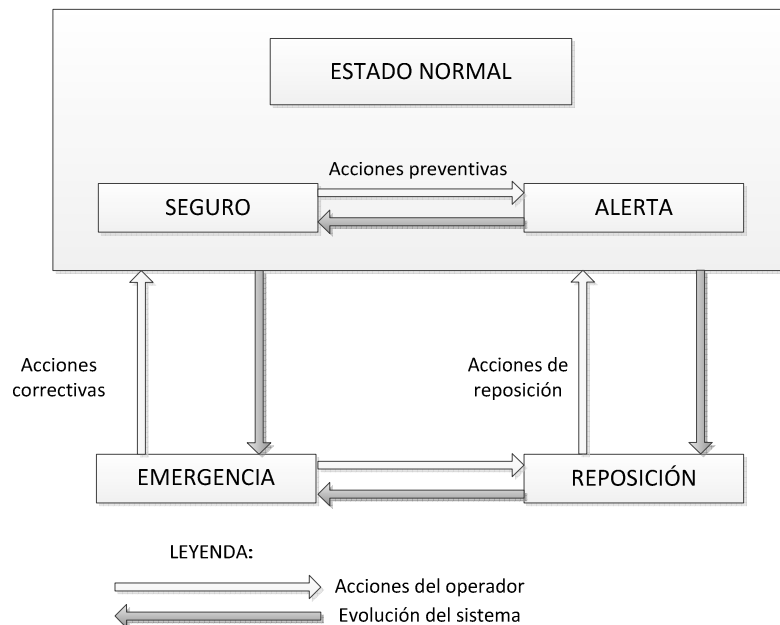


Figura 1 Estados del sistema

Se dice que el sistema se encuentra en estado normal cuando todas sus variables de funcionamiento se encuentran dentro de sus márgenes factibles de operación y la totalidad de la demanda es satisfecha. En este estado pueden darse dos casos diferentes.

Uno al que se denomina estado seguro, en el cual además de cumplirse lo anterior sea seguro que ninguna de las contingencias contempladas como más factibles producirán la salida del margen fijado de funcionamiento de las variables del sistema. De lo contrario se dice que el sistema está en estado de alerta.

En estado seguro el objetivo del operador del sistema está entre el establecimiento de un estado óptimo y económico de funcionamiento (mínimas pérdidas, funcionamiento óptimo de los equipos conectados al sistema, etc.) y el mantenimiento de un cierto margen de seguridad que garantice que el sistema no sufrirá consecuencias graves en caso de contingencias inesperadas. Las actuaciones en este caso se denominan preventivas.

Cuando el sistema es capaz de suministrar toda la demanda pero algunas de sus variables fundamentales, frecuencia, tensión en los nodos, flujos de potencia por líneas y transformadores, etc., está fuera de su zona de funcionamiento, se dice que está en estado de emergencia. Esta situación debe ser evitada lo antes posible por motivos de seguridad, ya que puede llegar a un estado en que no se pueda abastecer toda la demanda, y producir un daño técnico a los equipos por mantenerlos durante mucho tiempo funcionando fuera de su rango nominal. El objetivo prioritario del operador del sistema es, por tanto, el retorno al estado de funcionamiento seguro, perdiendo relevancia la economía en el funcionamiento del sistema. Las actuaciones en este caso se denominan correctivas.

El caso más crítico que puede suceder en un sistema de potencia es el dejar parte o la totalidad de la demanda sin abastecer. En este supuesto se dice que el estado del sistema es de reposición. Las actuaciones del operador del sistema están dirigidas a conseguir el abastecimiento del cien por cien de la demanda con la mayor rapidez posible, conduciendo al sistema bien a un estado seguro o de emergencia. En

este caso el operador del sistema realiza actuaciones de reposición para lograr el objetivo fijado.

Hay que destacar que el hecho de que el sistema se encuentre en estado seguro no garantiza totalmente la inexistencia de riesgo de falta de suministro. Aunque tradicionalmente se ha considerado que el sistema transita por estados que van degradándose paulatinamente hasta llegar al estado de reposición, hace ya mucho tiempo que se conoce la existencia de fenómenos dinámicos que pueden, en determinadas circunstancias, llevar al sistema a situaciones de falta de suministro, aun cuando inicialmente no había indicios de que esto pudiera ocurrir. Un claro ejemplo de esto serían las situaciones de colapso de tensiones.

2.2.2 Control de potencia reactiva:

Dentro del diseño y operación de un sistema de potencia es fundamental realizar una correcta planificación de los elementos que controlan en algún modo la potencia reactiva, ya que el flujo de potencia reactiva por las líneas de transmisión provoca pérdidas de potencias, limita la capacidad de transporte de potencia activa por las líneas y puede crear cambios de tensión en las barras del sistema.

Para obtener un perfil de tensiones lo más uniforme posible y minimizar las pérdidas del sistema es necesario minimizar el flujo de potencia reactiva a través de los diferentes componentes que integran el sistema de transmisión, esto se logra compensando la potencia reactiva generada o consumida por las líneas, conectando compensadores de diferentes características en las barras extremas o incluso en barras intermedias en el caso de líneas largas.

El comportamiento de las líneas depende del estado de carga, cuando se trata de cargas muy variables, la compensación se ajusta mediante la conexión o desconexión de módulos adecuados o bien mediante la operación de compensadores variables, además se puede trabajar con los transformadores regulables que son utilizados

también como medios de compensación, debido a que pueden modificar las tensiones de barra y conjuntamente con esto el flujo de potencia reactiva.

Los objetivos más importantes sobre la necesidad de controlar los recursos reactivos y el perfil de tensiones pueden ser resumidas de la siguiente forma [2]:

- Aumentar la seguridad del sistema de potencia optimizando los recursos de potencia reactiva. En el proceso de optimización debe ser establecido en un margen de reserva de la potencia reactiva en las fuentes de generación para hacer frente a posibles condiciones de emergencia.
- Mejorar la calidad de servicio disminuyendo las variaciones de tensión dentro de límites aceptables.
- Reducir las pérdidas activas, reduciendo el flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión mediante una distribución óptima de los recursos de potencia reactiva.

2.3.Descripción del programa

El módulo de Flujo de Carga Optimo presente en Power Factory nos permite elegir entre el método lineal y el método no lineal para la optimización de sistema de potencia.

El método lineal, como su nombre lo indica linealiza el problema de optimización no lineal, es decir la función objetivo y las restricciones tendrán una forma lineal, de esta forma el FCO se descompone en dos sub-problemas de potencia activa y reactiva, que se resuelven por el método conocido como Simplex. Dicho método consiste en “moverse” de solución básica factible en solución básica factible, hasta encontrar aquella que minimice la función objetivo, dichas soluciones básicas factibles son los vértices delimitados por las restricciones del problema.

Las ventajas presentes en este método incluyen su confiabilidad, así mismo que respeta las propiedades de convergencia, es rápido en reconocer cuando los cálculos no son viables y se puede ajustar para diferentes límites de operación y de

contingencias. Pero así mismo es separable realizando el cálculo del FCO sin tomar en cuenta la potencia reactiva, solo la potencia activa en función de los ángulos, con las premisas que las tensiones en todas las barras son unitarias y las diferencias angulares son muy pequeñas, características que no es adecuada para el cálculo de pérdidas del sistema y es insuficiente para encontrar la solución exacta, esto no va de acuerdo con el objetivo del presente trabajo.

Por otra parte el método de optimización no lineal que desarrolla el PF es el MPI el cual se explicó anteriormente, este método converge rápidamente y tiene poca sensibilidad para puntos de partida no factibles, su desventaja es que se implica un desarrollo matemática complejo.

2.3.1 Función objetivo

La función para realizar el flujo de carga óptimo (FCO) no lineal en el software de DigSilent (Power Factory) ofrece tres opciones de función objetivo para la optimización del sistema de potencia por el Método del Punto Interior, como se muestra la Figura 2, estas son “Minimización de pérdidas”, “Minimización de costos” y “Minimización de racionamiento”.

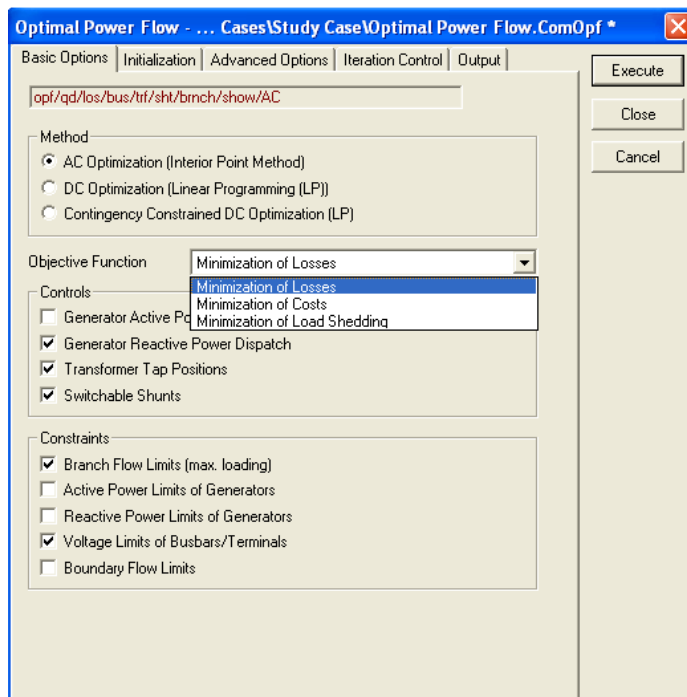


Figura 2 Dialogo Power Factory para el Flujo de Carga Optimo

La función objetivo asociada a la minimización de pérdidas tiene como objetivo encontrar el despacho de los generadores de manera que las pérdidas activas en sistema sean lo menor posible, así mismo la minimización de costos busca el mejor despacho de los generadores para lograr el menor costo de operación de los mismos, mientras que la minimización de racionamiento está dirigida a minimizar los costos asociados al deslastre de carga.

2.3.2 Función de costos de los generadores:

Existe una función que relaciona la producción en MW y el costo asociado a dicha producción, esta relación viene dada a partir de la curva de “consumo específico” de combustible del generador por hora y la producción eléctrica asociada.

En el caso de los generadores hidráulicos se tiene una relación similar entre el caudal de agua por la turbina y la producción eléctrica.

En PF se puede especificar la función de costos de cada generador en el dialogo del elemento, en la pestaña de “Optimización” como se muestra en la Figura 3.

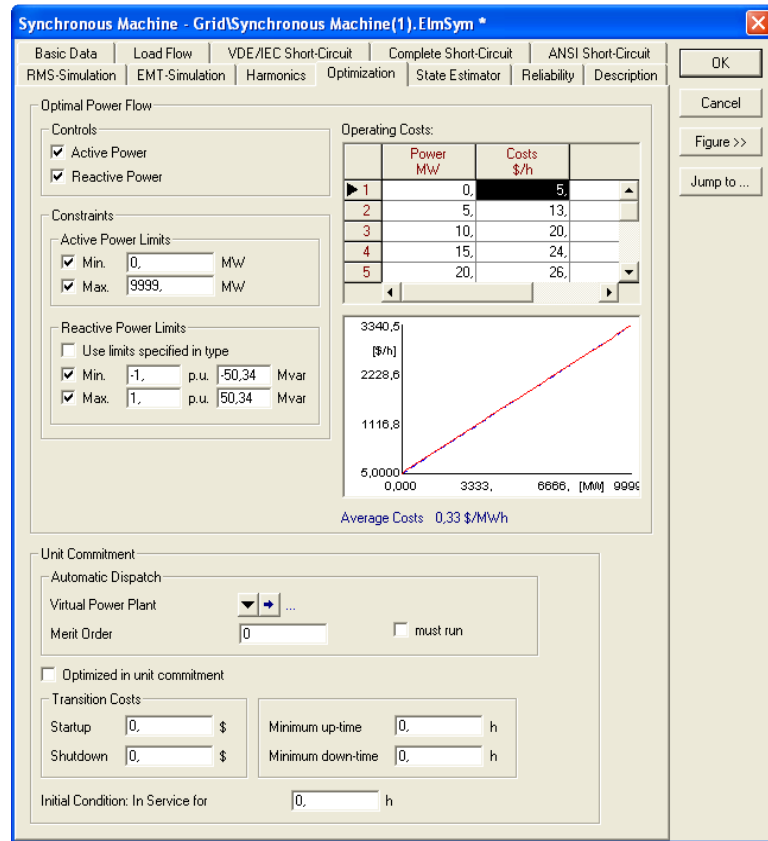


Figura 3 Especificaciones de las Maquinas Sincronicas

2.3.3 Sistemas externos:

Estas representan sistemas de potencia que están conectados al sistema en estudio pero cuyo aporte se puede resumir en la potencia que inyectan o consumen sin tomar en cuenta su topología. Están conformados de igual forma por distintos elementos entre los cuales se encuentran generadores, es por esta razón que se le atribuye de igual forma la función de costos, relación entre el consumo de combustible y la producción de energía eléctrica. Y de igual forma que en los generadores, en el PF se

puede especificar la función de costos de la red externa en el dialogo del elemento, en la pestaña de “Optimización” como se muestra en la Figura 4.

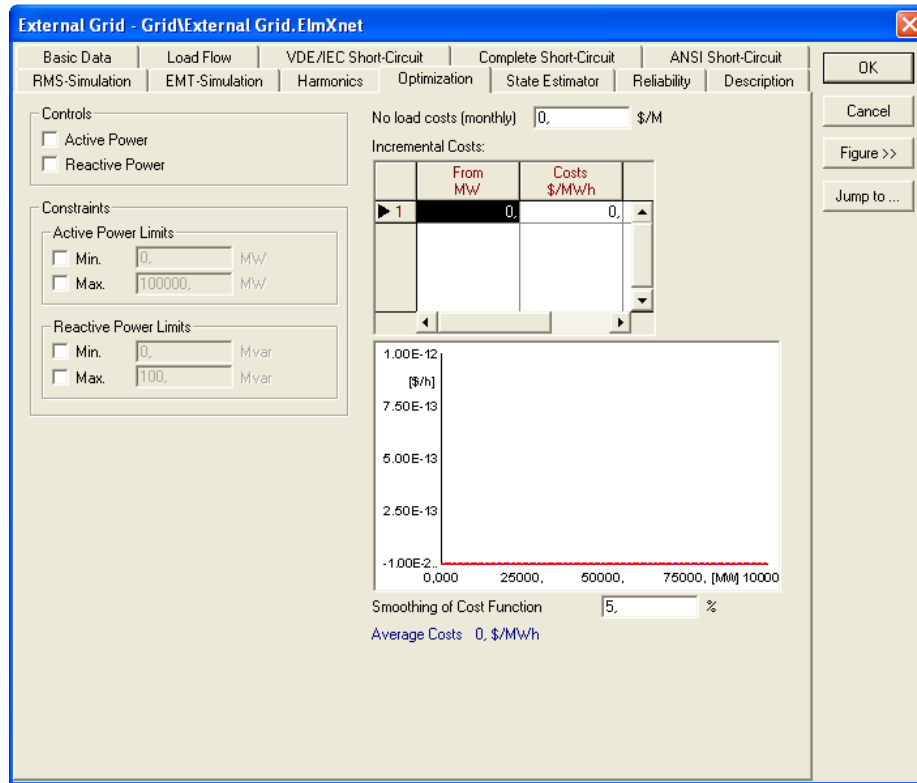


Figura 4 Especificaciones de los Sistemas Externos

2.3.4 Controles

Especifican cuales parámetros podría servir como grados de libertad potenciales y que parámetros contribuyen como control en el proceso de optimización.

En PF se agrupan en cuatro categorías (Figura 2):

- Despacho de potencia activa de los generadores (Figura 3)
- Despacho de potencia reactiva de los generadores (Figura 3)
- Posición de los TAPS: Tanto de los transformadores de dos devanados, como de los transformadores de tres devanados, estas posiciones se pueden variar de forma continua o discreta. (Figura 5) y (Figura 6)

- Conexión o desconexión de la compensación shunt (Figura 2)

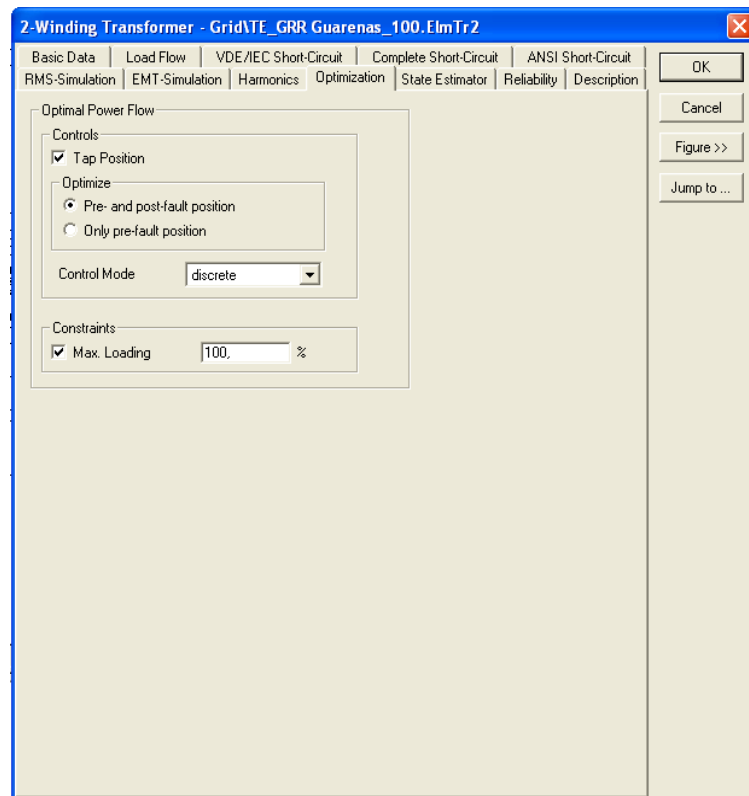


Figura 5 Especificaciones de los Transformadores de dos devanados

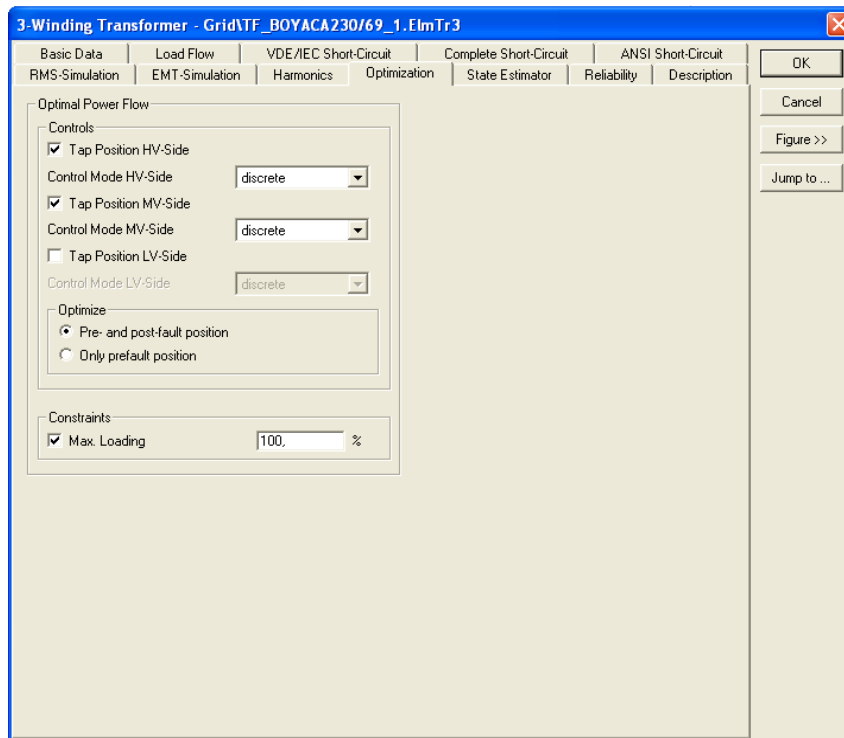


Figura 6 Especificaciones de los Transformadores de tres devanados

2.3.5 Restricciones

Representan mediante inecuaciones los límites máximos y mínimos de operación de los elementos que conforman la red, de forma que la solución del FCO se encuentre dentro de dichos rangos.

En PF se tienen las siguientes categorías de restricciones (Figura 2):

- Límite de flujo por las líneas
- Límite de potencia activa en los generadores y controles secundarios
- Límite de potencia reactiva en los generadores y controles secundarios
- Límites de tensión en las barras y terminales
- Límites de flujo entre regiones

2.4.Sistema Eléctrico Nacional Venezolano (SEN)

El Sistema Eléctrico Nacional se encuentra gerenciado actualmente por la Corporación Eléctrica CORPOELEC a partir de su creación en julio del año 2007, la cual es la institución encargada de reorganizar y unificar el sector eléctrico venezolano a fin de garantizar la prestación de un servicio eléctrico de calidad, confiable y eficiente.

El SEN se organiza en regiones operativas las cuales están delimitadas por áreas geográficas y a su vez por los diferentes centros de consumo, dichas áreas son:

- Sur Occidente
- Guayana
- Capital
- Oriente
- Sector Petrolero Oriental
- Sector Petrolero Occidental
- Centro Occidente
- Insular
- Centro

Y se opera en distintos niveles de tensión, en transmisión se tienen niveles de tensión de 115 kV, 138 kV 230 kV, 400 kV y 765 kV.

2.4.1. Generación

En Venezuela el sistema de generación nacional está constituido por generación hidráulica, térmica a vapor, térmica a gas, motores de generación distribuida y ciclo combinado. Con un total de 292 máquinas con una capacidad nominal registrada para el año 2011 de 25.633,779 kW y una energía promedio de 144.541,383 Mph. Teniendo como relación porcentual de la capacidad instalada un 57 % de generación hidráulica y el restante 43% de generación térmica en sus diferentes modalidades.

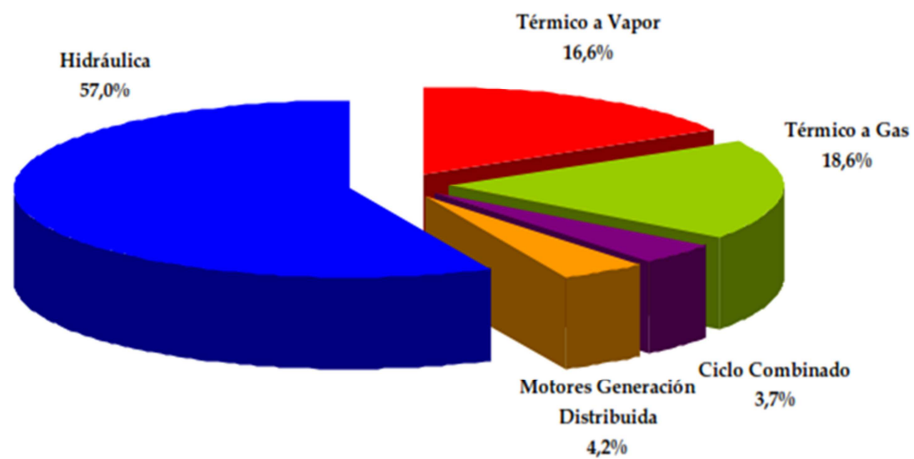


Figura 7 Diagrama porcentual de los diferentes tipos de generación

Como se puede observar en la Figura 8, la generación hidráulica se encuentra ubicada en las áreas operativas de Guayana y Sur Occidente, mientras que la térmica tiene instalados sus principales núcleos de producción al norte de las regiones Capital, Centro y Occidente.

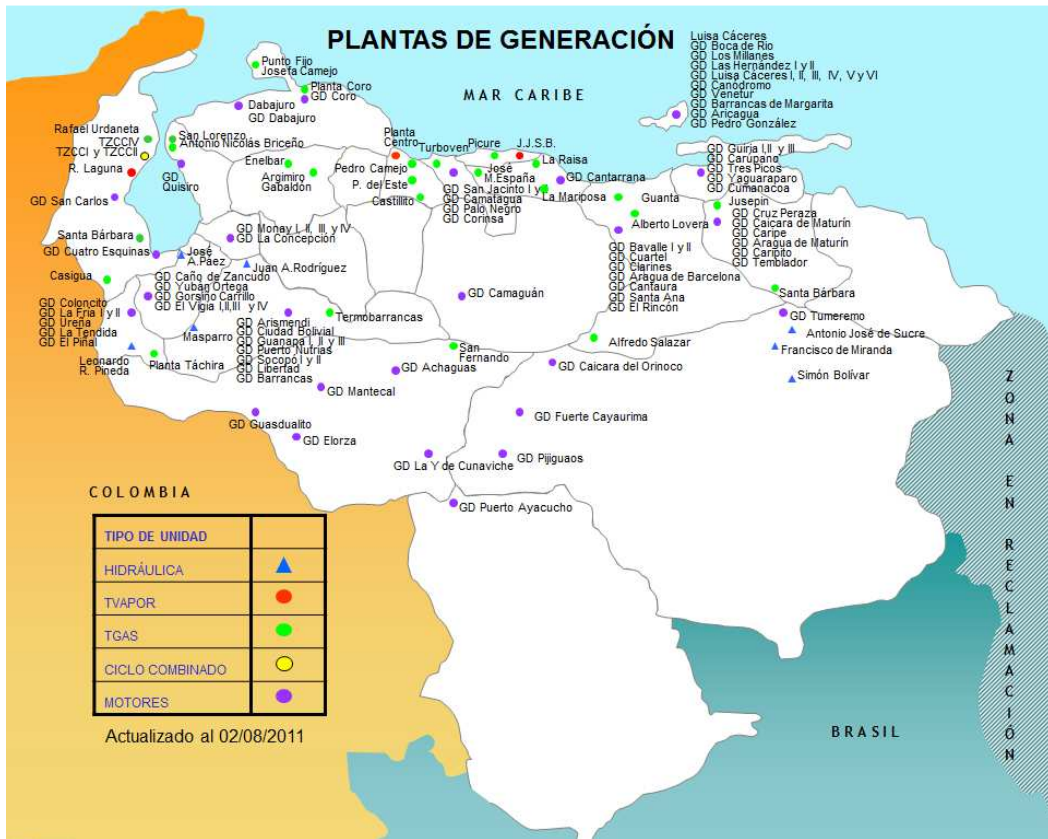


Figura 8 Ubicación geográfica de las plantas de generación

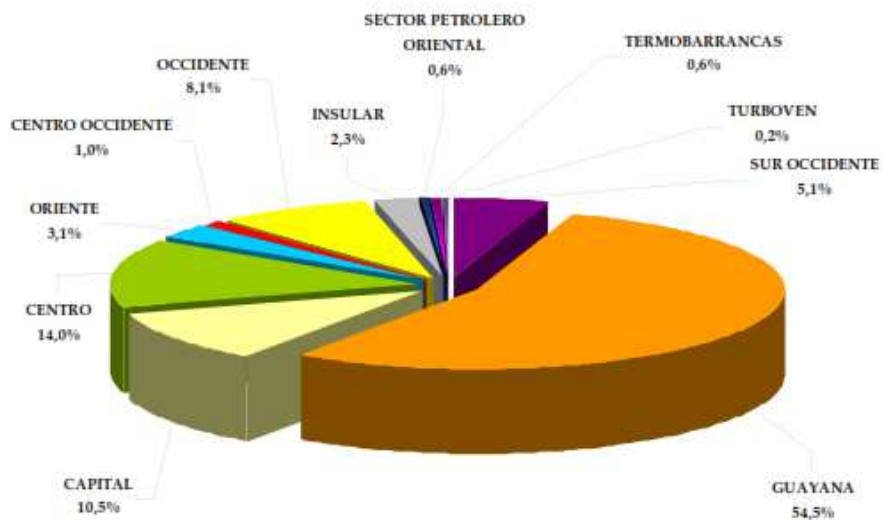


Figura 9 Diagrama porcentual de la generación por Regiones Operativas

En el último año la demanda máxima de potencia se ubicó en 17.157 MW y una energía suministrada de 121.020,9 GWh, en total se generaron 121.490,9 GWh de los cuales el 68,4% (83.150,4 GWh) fue producido con fuentes hidráulicas mientras que el 31,6% restante (38.340,6 GWh) fue abastecido con fuentes térmicas.

2.4.2. Transmisión

En la actualidad el SEN cuenta con una Red Troncal de Transmisión (RTT), la cual está conformada principalmente por subestaciones y líneas en los niveles de tensión 765 kV, 400 kV, 230 kV, 138 kV y 115 kV. En la que se destaca el enlace Guayana - Centro Occidente de 765 kV cuya longitud alcanza los 2.236 kms, líneas de 400 kV con una longitud de 3606 kms y líneas de 230 kV con una longitud de 7563 kms.

Dentro de la RTT destaca la presencia de la red de ultra alta tensión operativa en 765 kV, que sirve de enlace entre las regiones Guayana y Centro Occidente del país, de forma tal que los grandes bloques de energía generados por las centrales hidroeléctricas puedan ser transmitidos al resto del país, atravesando largas distancias. En este sentido, es importante señalar que en la actualidad sólo nueve países en el mundo disponen de sistemas con niveles de tensión iguales o superiores a los 700 kV: Rusia, Sudáfrica, Japón, Corea del Sur, India, Canadá, Estados Unidos, Brasil y Venezuela. En este apartado, es importante destacar la existencia de dos compensadores estáticos, los cuales constituyen instalaciones para el control de tensiones y flujos de potencia reactiva, en las subestaciones San Gerónimo 765 kV y La Horqueta 765 kV, ambos con rango de operación comprendido entre 280 y -300 MVAR.

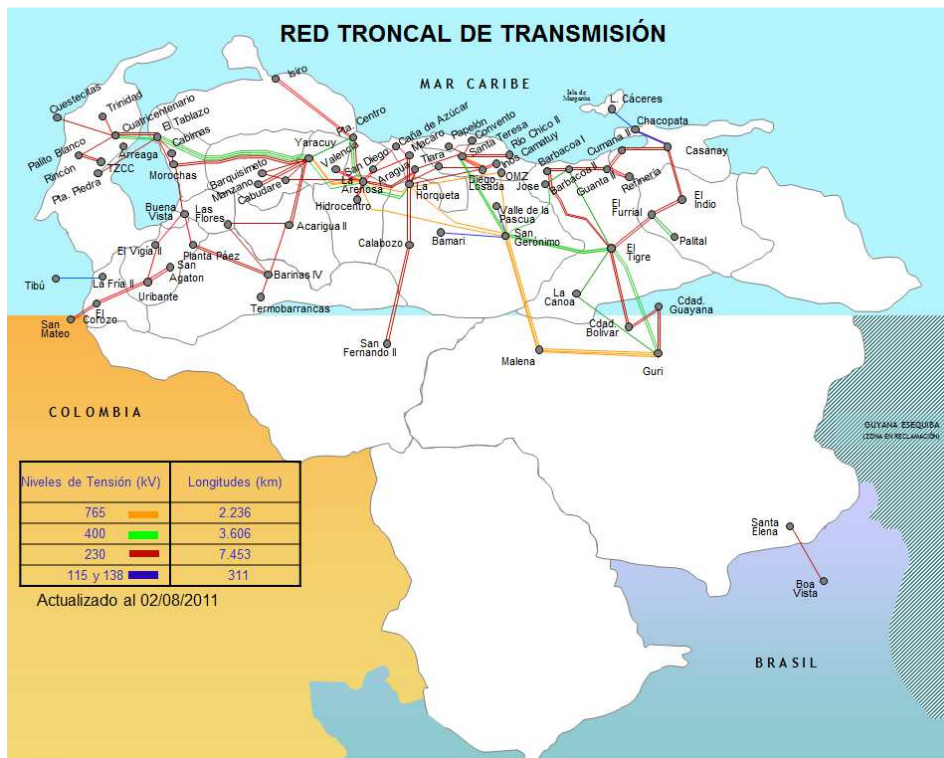


Figura 10 Red Troncal de Transmisión manejada por el Despacho Nacional

2.4.3. Intercambios

Los sistemas de potencia normalmente están interconectados para mejorar su confiabilidad y la calidad del suministro de energía al consumidor, para reducir el requerimiento de reserva rodante de los sistemas individuales y otras ventajas similares [9].

Estos sistemas interconectados no son la excepción en el SEN, esto se debe a la distribución que se tienen de generación y de carga. Como se mencionó anteriormente, el principal centro de generación del país se encuentra en el área de Guayana por generación hidráulica, donde se generan los grandes bloques de potencia que alimentarían las empresas básicas ubicadas en la zona y los consumidores residenciales de los estados pertenecientes a dicha área, pero la capacidad de

generación de este centro es mucho mayor a la demanda del área donde se encuentra, mientras que existen otras áreas, tales como Oriente, Centro y Sur Occidente que no dispone de la capacidad instalada suficiente para generar la potencia demandada por sus consumidores, es por ello que se genera un intercambio desde Guayana hacia esas zonas.

2.4.4. Fuente de reactivos

En el SEN se cuenta con 3 tipos de fuentes de reactivos; los centros de generación (generadores síncronos), banco de reactores shunts y compensadores estáticos (SVS).

Los banco de reactivos shunt (capacitivos e inductivos) se encuentran distribuidos a lo largo del territorio nacional, representado por las diferentes áreas operativas y a distintos niveles de tensión. Como se puede apreciar en la siguiente Tabla 1, se muestran las fuentes de reactivos simuladas en la base de datos, ya que muchas de las fuentes de reactivos presentes en el sistema de distribución están representadas en el factor de potencia de la carga a la cual estas asociadas:

Tabla 1 Bancos de reactivos shunt por Regiones Operativas

Áreas	Nivel de tensión (kV)									
	765	400	230	115	69	34,5	30	24	13,8	4,16
Troncal	10	10								
Capital					4		4			
Guayana		1	3	4						
Oriente			2	15					4	
Insular				1						
Centro		2		13		1			3	1
Centro Occidente				2						
Sur Occidente				17						
Zulia Costa Occ								13		
Zulia Costa Or			2	2		1			5	
Sector Petrolero Or				1						

Como se señaló anteriormente se tienen dos compensadores estáticos, los cuales constituyen instalaciones para el control de tensiones y flujos de potencia reactiva, en las subestaciones San Gerónimo 765 kV y La Horqueta 765 kV, ambos con rango de operación comprendido entre 280 y -300 MVar.

2.4.4.1. Transformador regulable con cambiador de toma:

Los transformadores regulables son utilizados como medios de compensación debido a que pueden modificar las tensiones de barra y conjuntamente con esto el flujo de potencia reactiva.

Existen dos tipos de transformadores regulables, los que pueden cambiar su relación de transformación estando en vacío y aquellos que pueden cambiar su relación de transformación bajo carga.

El principio de funcionamiento de los transformadores regulables bajo carga se refleja en la Figura 11, en la cual el tap se encuentra en la máxima relación de transformación y de la Figura 12 observamos que la corriente que circula se distribuye de forma uniforme por ambas mitades del arrollamiento R. Para realizar el cambio de toma se abre el interruptor S1 y la corriente fluirá en su totalidad por lo mitad de R con el interruptor S2 cerrado. Luego el conmutador se desplaza al siguiente contacto y se cierra el interruptor S1. La secuencia antes descrita se repite de acuerdo a cual sea la relación de transformación que se desea ya que cada toma representa un número efectivo de espiras.

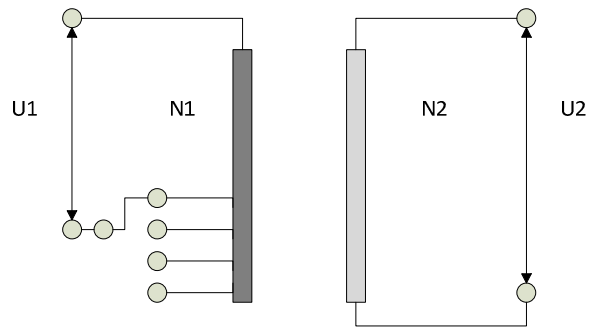


Figura 11 Funcionamiento de los Transformadores Regulables

$$a = \frac{U1}{U2} = \frac{N1}{N2}$$

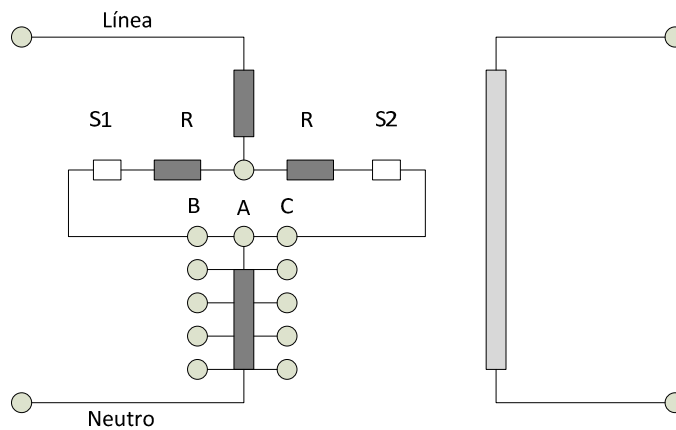


Figura 12 Funcionamiento de los Transformadores Regulables

Para entender el efecto que tienen los cambiadores de toma de los transformadores en un sistema, se emplea el siguiente ejemplo en la Figura 13, compuesta por un generador ideal que alimenta una carga a través de un transformador igualmente ideal, con relación de transformación a:1.

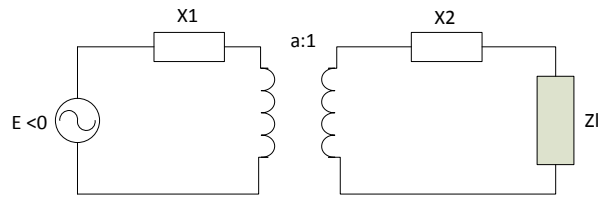


Figura 13 Sistema de ejemplo

Desde la carga el equivalente de thevenin seria:

$$E_{th} = \frac{E}{a}$$

$$X_{th} = \frac{X_1}{a^2} + X_2$$

De las ecuaciones anteriores se puede afirmar que para tener un aumento de tensión en el secundario es necesario disminuir el valor de la relación de transformación.

2.4.4.2. SVC (Compensador Estático / Static Var Compensator):

Se trata de una serie de capacitores y/o bobinas conmutados por tiristores (TSC y TCR), cuya reactancia efectiva es ajustada variando el ángulo de conducción de tiristores.

En función de la tensión de la barras se puede modificar adecuadamente el ángulo de disparo de los tiristores y de esta manera es posible una rápida acción de regulación permitiendo la generación o absorción de potencia reactiva según se requiera.

Algunas de sus aplicaciones son el control de tensiones para mejorar la calidad del suministro de potencia, mejorar la estabilidad y la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y mejorar el factor de potencia.

Este tipo de compensación se denomina dinámica, debido a que permite efectuar acciones de control en forma continua, rápida, precisa y frecuente. Lo cual resulta de

gran importancia suministrar potencia reactiva de manera rápida en el momento de contingencias.

2.4.4.3. Reactores shunt:

Cuando se tiene un sistema sometido a bajos niveles de carga, la potencia reactiva se incrementa por las características capacitivas de las líneas, en especial de las líneas largas (aproximadamente de 200 km) y debe ser compensada en los terminales o barras para limitar el aumento de tensión y evitar violaciones en los límites de tensión.

En la medida que la transferencia de potencia activa comienza a incrementarse en las líneas la potencia reactiva generada por la misma disminuye y la compensación de potencia reactiva en los terminales o barras debe reducirse. En esta situación los reactores shunt son normalmente desconectados para evitar que originen una caída innecesaria de tensión.

2.4.4.4. Capacitores shunt:

Esta compensación está formada por un único capacitor o bien, como ocurre con mayor frecuencia, por un banco de capacitores conectados en shunt con el sistema de potencia. El banco de capacitores consiste en conectar en serie y paralelo los diferentes módulos capacitivos.

Su objetivo es suplir potencia reactiva en situaciones de altos niveles de carga y de esta manera aumentar los niveles de tensión en los terminales.

2.4.4.5. Generadores sincrónicos:

Las funciones de los generadores en un sistema de potencia es suministrar potencia activa, ser el control primario de tensión y mantener el balance de potencia reactiva en el área adyacente a la zona de generación. La barra a la cual se conecta un generador es considerada infinita, esto quiere decir que su tensión y frecuencia permanecen constantes para todo estado de carga.

Existen dos variables de los generadores sincrónicos que se pueden controlar, asociadas a la corriente de excitación del generador y al par mecánico de la máquina de impulso. Al variar de la corriente de excitación que se aplica al generador se controla el suministro o absorción de potencia reactiva. Por otro lado, debido a que el generador síncrono gira a velocidad constante, la única manera de modificar la potencia activa es mediante el control del par impuesto en el eje por la acción de la máquina de impulso.

A continuación en la Figura se muestra el circuito equivalente de un generador síncrono, para entender el control de potencia reactiva.

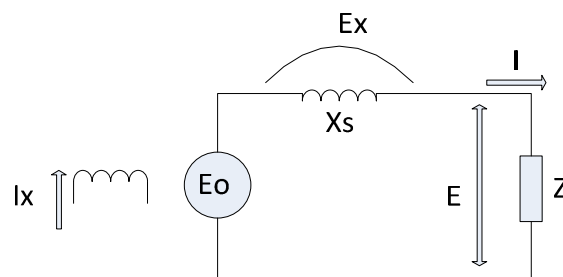


Figura 14 Circuito equivalente de un generador síncrono bajo carga

En el primer momento en el que un generador síncrono es conectado a la red, a lo que nombramos como “barra infinita” anteriormente, el voltaje inducido E_o se encontrara en fase y con la misma magnitud al voltaje E del sistema, por lo cual no existirá diferencia de potencia en la reactancia síncrona (X_s) y por consiguiente la corriente de carga será cero.

Ahora si se incrementa la corriente de excitación (I_x) el voltaje E_o aumentara y la reactancia síncrona experimentara una diferencia de potencial:

$$E_x = E_o - E$$

La cual generara una corriente de carga (I):

$$I = (E_o - E) / X_S$$

Por tratarse de una reactancia inductiva, la corriente (I) se atrasa respecto a la tensión (E_x) en 90° . Por lo cual la corriente a su vez está atrasada en 90° respecto a E , dando como resultado que el generador vea a la red como una reactancia inductiva. Es por esto que cuando sobreexcitamos un generador este suministra potencia reactiva al sistema. La potencia reactiva aumentara en la medida en la que aumentamos la corriente de excitación.

Ahora bien si disminuimos la corriente de excitación hasta que E_o sea menor a E , como consecuencia el fasor E_x se vuelve negativo y la corriente se adelanta 90° respecto al voltaje E , lo que significa que el generador ve al sistema como un capacitor. Por ende cuando subexcitamos un generador, este absorbe potencia reactiva del sistema.

2.5. Centro Nacional de Despacho

2.5.1. Descripción y reseña histórica [10]

El CND inicialmente fue concebido como la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), la cual surge a partir de la firma del Contrato de Interconexión entre las empresas: “Electrificación del Caroní” (EDELCA), “Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico” (CADAFE) y “Electricidad de Caracas” (EDC) el 23 de agosto del año 1968.

Dicho convenio perseguía fundamentalmente asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico del país, al menor costo posible mediante la

optimización del uso de los recursos energéticos disponibles, para lo cual se hacía necesaria la fundación de una institución responsable de la regulación de la operación, planificación e intercambios de energía entre los sistemas eléctricos de las empresas integrantes. El 1 de diciembre del año 1988, se firmaría un nuevo contrato en el que se incluiría como parte del mismo a la empresa “Energía Eléctrica de Venezuela” (ENELVEN) y en el que además se asignaba a OPSIS mayores responsabilidades en lo que compete a la coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Luego ocurre la transición de OPSIS al Centro Nacional de Gestión (CNG), que se inicia el 21 de septiembre de 1999 a través del decreto N° 319 con Rango y Fuerza de Ley del Servicio Eléctrico en la Gaceta Oficial de la República N° 36.791, el cual establece en su Artículo 33 la creación del CNG, empresa propiedad de la República, la cual estará bajo la supervisión del Ministerio de Energía y Minas y fiscalizada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), a efecto de establecer su adhesión a esta Ley y a las Normas de Operación del SEN. Seguidamente, la creación del CNG se produce el 1 de diciembre de 2006 a través del decreto N° 5026, según la Gaceta oficial N° 38.576, teniendo por objeto el Control, Supervisión y Coordinación de la Operación Integrada de los Recursos de Generación y Transmisión del SEN.

[10] El 21 de Octubre de 2009 se crea el Ministerio de Poder Popular para la Energía Eléctrica, bajo Decreto N°. 6.991 y publicado en Gaceta Oficial N°. 39.294 del 28 de Octubre de 2009, con el supremo compromiso y voluntad de lograr la eficacia y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional, y realizar la restructuración de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC).

[11] Luego de la creación del MPPEE en el año 2011 se materializa la incorporación del CNG, ahora bajo el nombre de Centro Nacional de Despacho (CND), al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), a fin de garantizar la debida coordinación de la operación de los recursos del Sistema Eléctrico Nacional, mediante el Oficio N° 1.566 del Ministerio del Poder Popular de Planificación y Finanzas de fecha 08 de abril de 2011.

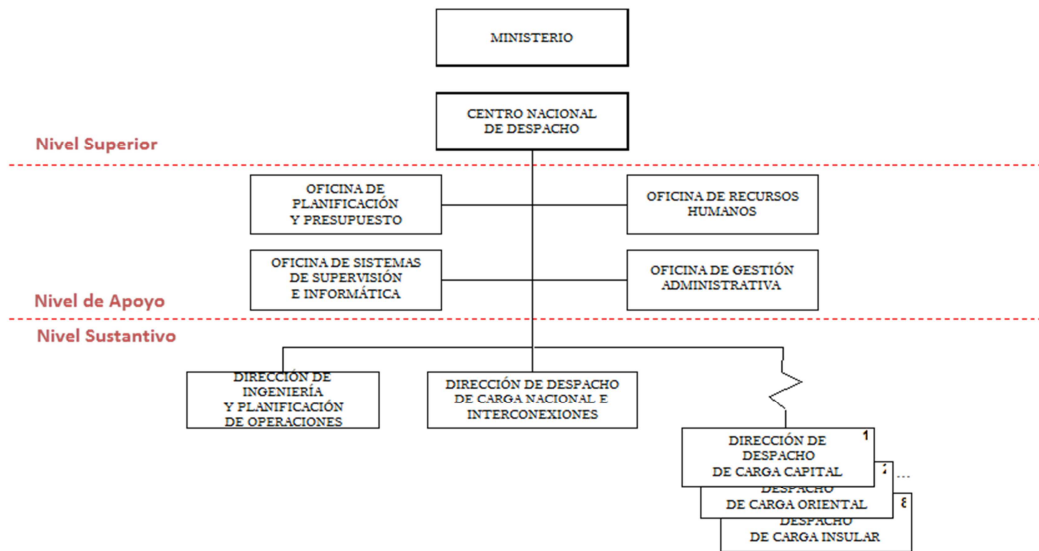
2.5.2. Funciones [11]

Con la incorporación del CND al MPPEE se elabora una propuesta de estructura organizativa temporal (Figura 15) y se definen las siguientes funciones al Centro Nacional de Despacho CND:

- Gestionar la operación integrada de generación, transmisión y distribución nacional, siguiendo criterios de seguridad, continuidad, calidad y economía.
- Elaborar propuestas de políticas, objetivos y estrategias dirigidas a regular e introducir mejoras en la operación integrada del Sistema Eléctrico Nacional.
- Elaborar bajo la coordinación de la Dirección General de Normalización, la metodología y normativa técnica de operación que debe regir la actividad de Despacho del Sistema Eléctrico Nacional.
- Evaluar la programación de la operación diaria del Sistema Eléctrico Nacional.
- Evaluar los resultados de la operación diaria, así como los eventos extraordinarios que se susciten en el Sistema Eléctrico Nacional.
- Informar al operador y prestador del servicio (CORPOELEC) y al Despacho del Viceministro de Desarrollo Eléctrico, sobre los balances operativos de generación y demanda de energía, para garantizar el suministro en los nodos del Sistema Eléctrico Nacional.
- Coordinar con el operador y prestador del servicio (CORPOELEC) la ejecución de los planes de mantenimiento de equipos, sistemas e instalaciones de generación, transmisión y distribución puestos a su disposición.
- Elaborar el plan de previsión de contingencias en coordinación con las unidades del Ministerio que tengan competencia sobre la materia, y con el operador y prestador del servicio (CORPOELEC), y dirigir su aplicación.
- Coordinar con el operador y prestador del servicio (CORPOELEC), el restablecimiento del suministro de energía eléctrica, en caso de restricciones y emergencias en el Sistema Eléctrico Nacional.

- Apoyar técnicamente al Despacho del Viceministro de Desarrollo Eléctrico, en la evaluación de los intercambios internacionales de energía eléctrica, a los fines de asegurar el balance energético nacional.
- Producir la información estadística de la operación integrada del Sistema Eléctrico Nacional, y remitirla a la Oficina de Planificación, Presupuesto y Organización, para su revisión y consolidación.
- Participar en la formulación del plan de previsión y atención de desastres, en coordinación con los organismos de seguridad y defensa de la nación.
- Coordinar con la Oficina de Sistemas y Tecnología de la Información la mejora continua de la automatización de procesos en los despachos de carga.
- Coordinar la operación de las conexiones internacionales de energía eléctrica, de acuerdo a lo establecido por el Ejecutivo Nacional.
- Crear y coordinar los Comités de Operación y Planificación, para la evaluación periódica de las operaciones del Sistema Eléctrico Nacional.
- Apoyar al Despacho del Viceministro de Seguimiento y Control del Servicio Eléctrico en el suministro y evaluación de los eventos y anomalías que se pudieren presentar en el Sistema Eléctrico Nacional, a efectos de su investigación pertinente.
- Las demás funciones que señalen las leyes y actos normativos en materia de su competencia.

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO



8 Direcciones de Despacho de Carga Regional (Capital, Oriental, Central, Guayana, Sur Occidental, Centro Occidental, Occidental e Insular)

Figura 15 Estructura Organizativa del CND

CAPÍTULO III

PROPUESTA METODOLOGICA

La optimización de los recursos reactivos (Taps de los transformadores, reactivos shunt y generación de potencia reactiva en los generadores síncronos) de la red le permite a los operadores del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) comparar la situación actual del sistema y sus posibles mejoras una vez puestas en operación las acciones que resulten del proceso de optimización.

Es importante señalar que actualmente las acciones que se llevan a cabo para optimizar el usos de los recursos reactivos se hacen de manera aislada de acuerdo a las necesidades específicas de cada área del SEN, por lo cual en este trabajo se propone una metodología que permita realizar la optimización estudiando el efecto de las acciones operativas en SEN como un todo y así obtener aquel escenario que beneficie la operación global.

3.1. Flujo de carga óptimo

3.1.1. Selección de la función objetivo

Como se mencionó anteriormente, el P.F ofrece tres posibles funciones objetivo para la optimización de sistemas de potencia.

Se seleccionó aquella que cumpla con el objetivo que se quiere alcanzar a través de la optimización, cada función objetivo será válida dentro de la finalidad que tenga el estudio que se esté desarrollando.

Para el caso particular de este trabajo se usó como función objetivo la minimización de pérdidas ya que la misma optimiza el uso de la red, mientras que las restantes dos funciones objetivo posibles tienen como prioridad el uso de los recursos,

como los generadores con la finalidad de minimizar costos y no de maximizar los recursos disponibles en el sistema.

Para esta selección se realizaron diferentes pruebas en las cuales se aplicaron las diferentes funciones objetivo y se observó las características de las respuestas obtenidas, estas pruebas pueden apreciarse en el apéndice A en los anexos de este trabajo.

3.1.2. Variables de control

Para realizar el método de optimización se deben elegir aquellas variables del flujo de carga óptimo que se les permitirá variar y que representan los grados de libertad que tendrá el método para llegar a la solución global.

Como este trabajo se trata de optimizar los recursos reactivos del Sistema Eléctrico Nacional, se eligieron los controles asociados a las fuentes de potencia reactiva presentes en el sistema:

3.1.2.1 Cambiadores de toma de los transformadores

La posición de los cambiadores de toma de los transformadores (taps) varía la tensión y por ende el flujo de potencia reactiva sin involucrar mayor generación o absorción, sino una redistribución de la misma, siendo una operación efectiva que no involucra una inversión de capital ni cambios en la topología del sistema.

Como se mencionó anteriormente en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se cuenta con el sistema de 765 kV el cual es el sistema más influyente debido a que transporta los grandes bloques de potencia que alimentan el sistema, es por ellos que resulta importante que los taps de los transformadores asociados a este sistema se encuentren en su posición óptima.

En el SEN se cuenta con transformadores con cambiadores de toma móviles bajo carga y aquellos con cambiadores de toma solo móviles con el transformador desenergizados. En el caso de los transformadores del sistema de 765 kV los cambiadores de toma son móviles cuando los transformadores se encuentran desenergizados, debido a esto no es posible cambiar su posición durante la operación

continua del sistema, sino que deben colocarse en una posición tal que sea funcional durante toda la evolución de la demanda en el día.

En este trabajo se propuso la validación de la posición en cual están trabajando dichos transformadores haciendo pruebas bajo diferentes escenarios de demanda.

Para el proceso de optimización se debe elegir la manera en la que se quiere optimizar la posición de los TAP y de los pasos de los elementos reactivos shunt, ya que esto puede realizarse de manera continua o discreta.

Para el proceso de cómputo, el movimiento continuo de dichas variables hace más factible la convergencia del método, pero se aleja de la realidad de que estos elementos cambian su relación de transformación o capacidad reactiva, según sea el caso, de manera discreta. Siendo el movimiento discreto más limitante para el método numérico y agrega restricciones al cálculo.

3.1.2.2 Centros de generación

Los generadores sincrónicos son las principales fuentes de potencia reactiva de los sistemas de potencia, su potencia de salida es controlable por medio del torque (potencia activa) y de su corriente de campo (potencia reactiva).

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se cuenta con diferentes centros de generación a lo largo de todo el territorio Nacional, pero sobresalen algunos de ellos por su capacidad de generación y por su ubicación estratégica para suplir las demandas de energía. El más importante de estos centros de generación es la planta hidroeléctrica Simón Bolívar (Gurí) la cual se encuentra al sur de Venezuela en Guayana y como se mencionó anteriormente suple gran parte de la demanda energética. De igual modo otros centros importantes son Planta Centro, Termozulia y JJSB (Josefa Joaquina Sánchez Bastidas). Es por esto que se eligieron dichos centros de generación como controles en el proceso de optimización.

3.1.2.3 Banco de reactores shunt

Los bancos de reactores shunt representan una fuente importante de potencia reactiva, en especial para el control de tensiones en barras intermedias en el

transporte de potencia mediante la corrección del factor de potencia. Si un elemento es capacitivo se dice que entrega potencia reactiva y si por el contrario se trata de un elemento inductivo se dice que absorbe potencia reactiva.

En el Sistema Eléctrico Nacional se cuenta con bancos de reactores en diferentes puntos del sistema los cuales se conectan a la red según sea la necesidad de potencia reactiva en su área de acción. Es por esto que para el proceso de optimización es necesario permitir que dicha operación de conexión y desconexión de los mismos sea un control para así obtener el escenario más óptimo de esta fuente de potencia reactiva.

3.1.3. Restricciones

Las restricciones son los límites de operación que describen a los elementos de una red eléctrica, dentro de dichos límites se asegura el funcionamiento seguro para el cual cada elemento fue diseñado.

Para el proceso de optimización se eligieron las restricciones que serían afectadas directamente por la variación de la potencia reactiva; los límites de tensión de las barras, los cuales son $\pm 5\%$ para las barras en niveles de tensión de 400 kV o menores y 4% aproximadamente para las barras de 765 kV. Además se estableció como restricción el despacho de potencia reactiva de los generadores, para así asegurar la validez de los resultados obtenidos del proceso de optimización.

3.2. Escenarios de operación

El estudio de optimización en un sistema de potencia puede ser realizado para la planificación a futuro de nuevas áreas o puestas en servicio de elementos en la red, o para mejorar el desarrollo de la operación diaria.

En este trabajo se busca optimizar los recursos reactivos del SEN de manera de prestar un mejor servicio partiendo de la red de la cual que se dispone actualmente, usando como base de comparación el desenvolvimiento actual de la red durante un

día real de operación en diferentes horas del mismo con diferentes características de demanda y los resultados obtenidos del proceso de optimización con las mismas características de demanda y generación de los diferentes escenarios.

La finalidad de aplicar este método para optimizar los recursos reactivos del SEN fue la validación de la posición los taps del sistema de 765 kV, debido a que la demanda durante el día varia y dichos taps no pueden ser movidos bajo carga es posible que las posiciones a una cierta hora del día no sean funcionales para otra hora del día, por esto se planteó estudiar dos escenarios en el mismo día (alta y media demanda) y buscar una solución intermedia.

3.3.Análisis de resultados

Una vez que el método de optimización ha convergido y sus restricciones se han ajustado hasta los límites de seguridad requeridos, es importante establecer criterios para comparar el nuevo escenario de la red y el escenario actual en el que está trabajando. Para esto se tomaron los siguientes indicadores como base del análisis:

- **Perfil de tensiones:**

Uno de los principales objetivos de la compensación en los sistemas de transferencia de potencia es asegurar que la inyección y absorción de potencia reactiva contribuyan en obtener un "perfil de tensiones" que se encuentre dentro del rango de seguridad establecido para el nivel de tensión en operación, comúnmente este margen de seguridad es de $\pm 5\%$ del valor nominal en el cual se está trabajando. En Venezuela se cuenta con un sistema de transmisión de ultra alta tensión (765 kV) el cual trabaja con un margen de seguridad más restringido de $\pm 4\%$ aproximadamente.

Una vez realizada la optimización de los elementos reactivos del sistema resulta interesante realizar una comparación entre el perfil de tensiones que se maneja actualmente en un grupo de barras de interés y el

perfil de tensiones que ofrece la simulación del sistema una vez que se realizó la optimización.

Dicha comparación se hizo mediante una gráfica que representa las barras y su respectivo nivel de tensión en el sistema "por unidad" para cada caso.

- **Pérdidas activas**

Las pérdidas se conocen como la diferencia que existe entre la potencia entregada por los centros de generación y la potencia que llega a los usuarios. Estas pérdidas se deben a las características resistivas del conductor, la longitud de la línea, la temperatura, entre otros. Dichas pérdidas pueden reducirse.

- **Reserva de reactivos**

El principal método a disposición del operador para el control de tensiones incluye aumentar o disminuir la generación o ajustar la inyección o absorción de potencia reactiva en el sistema.

Es por ello que es importante contar con un margen de reserva de reactivos en los centros de generación de manera de poder responder ante contingencias que afecten el perfil de tensiones.

Durante el proceso de optimización el despacho de potencia reactiva es redistribuido de manera de cumplir con el resultado óptimo en función de la función objetivo seleccionada, esto puede resultar de manera favorable o desfavorable respecto a la reserva de reactivos en centros de generación estratégicos dentro del SEN.

CAPÍTULO IV

CASOS PRÁCTICOS

Con el objetivo de demostrar la aplicabilidad del método de optimización disponible en Power Factory y la metodología propuesta para la optimización de los recursos reactivos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a continuación se presentan los casos de aplicación con diferentes niveles de demanda con el objetivo de validar la posición actual de los TAPS de los transformadores del sistema de 765 kV.

Con este caso práctico se busca optimizar los recursos reactivos del sistema (shunts, taps del sistema de 765 kV y despacho de potencia reactiva) obteniendo la menor cantidad de pérdidas en todo el sistema, para esto se realizaron el proceso de optimización en dos casos con diferentes niveles de demanda en un mismo día, un caso con demanda mínima (6 am) y otro un caso de demanda media (10 am), ambos casos del día 14 de Septiembre del 2012, la elección de este día obedece a que en los últimos meses del presente año se buscó el día que presentara el mayor escenario de demanda y a su vez el mínimo nivel de racionamiento.

Como se observa en el Gráfico 1. Se trabajó el caso de media demanda en el día, aun cuando lo ideal es trabajar con el escenario de máxima demanda, debido a que se necesita que un margen de holgura que le permita a los controles del proceso de optimización mayor movilidad de los cálculos.

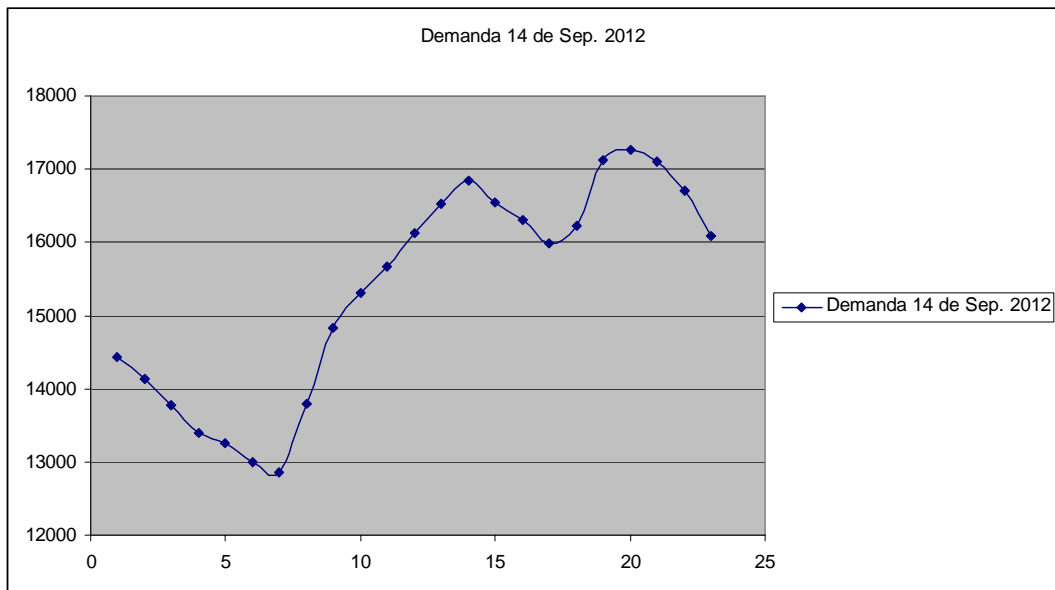


Gráfico 1 Curva de Demanda del Día de Estudio

En el estudio de los perfiles de tensión solo se tomaron en cuenta las barras de niveles de tensión entre 230 kV y 765 kV, debido a que las barras de 115 kV o menores niveles de tensión tienen transformadores de taps móviles bajo carga que ajustan la tensión en la barra de manera automática.

Análisis de resultados

Caso de mínima demanda

Para el desarrollo de este caso se realizaron 7 pruebas al sistema, en cada una de ellas se establecieron distintos márgenes a las restricciones de desigualdad, siendo la última prueba (Prueba 7), aquella que cumple con los correctos márgenes de seguridad para las barras y restricción de despacho de potencia reactiva en todos los centros de generación, además de tener como variables a controlar la posición de los TAPS de 765 kV, el despacho de potencia reactiva de los grandes centros de generación y la conexión o desconexión de los reactores shunt.

- **Perfil de tensión**

Para el estudio del perfil de tensión se presentan los resultados por la división de zonas de operación que se maneja en el Centro Nacional de Despacho (CND) de manera de observar el efecto de la optimización con mejor detalle.

En las gráficas se presentan los resultados de la prueba 7, conjuntamente con los valores del caso base, el cual representa la situación actual del sistema nacional y las operaciones realizadas el día bajo estudio. En el anexo XX se presentan los valores en detalle para cada una de las pruebas.

TRONCAL:

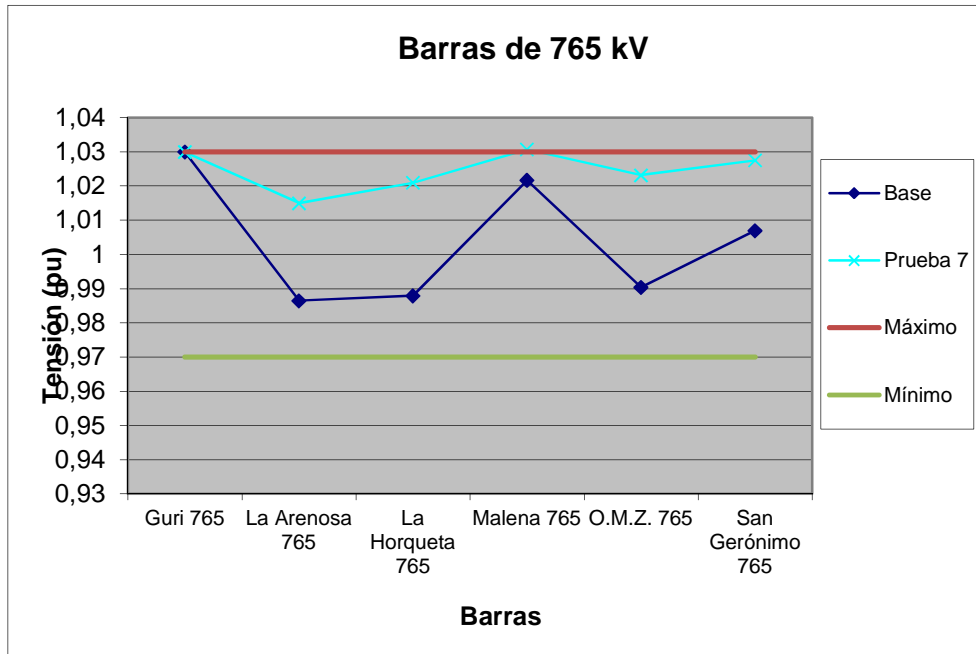


Gráfico 2 Perfil de Tensión de las Barras de 765 kV (Troncal) para el caso de mínima demanda

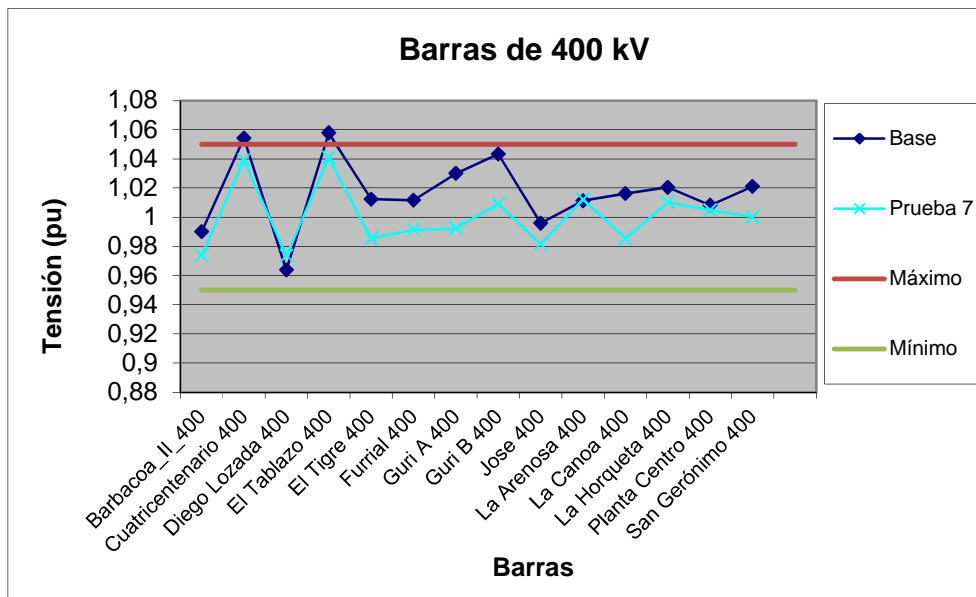


Gráfico 3 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV (Troncal) para el caso de mínima demanda

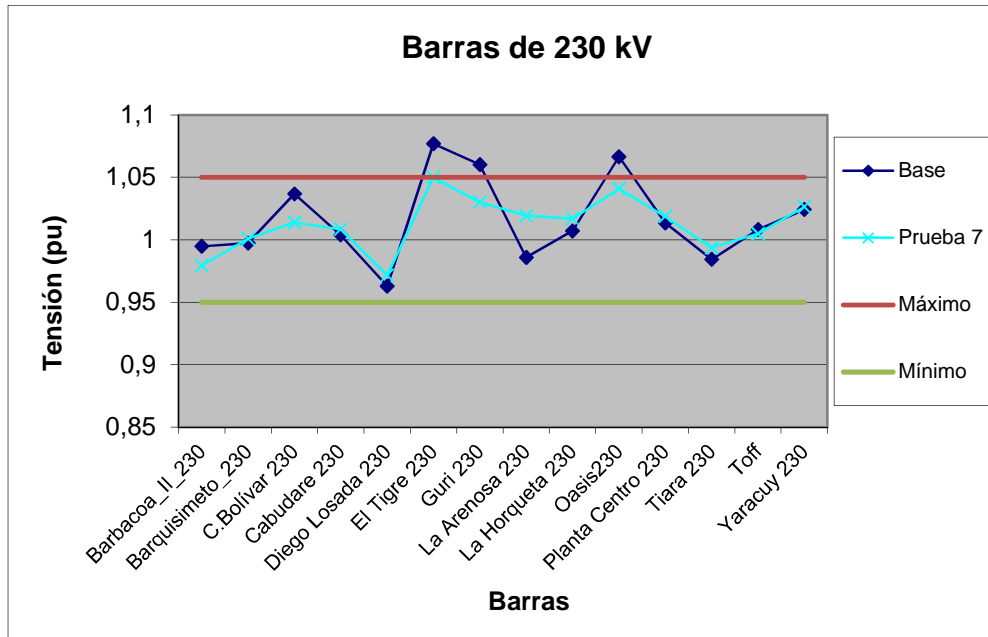


Gráfico 4 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Troncal) para el caso de mínima demanda

CAPITAL

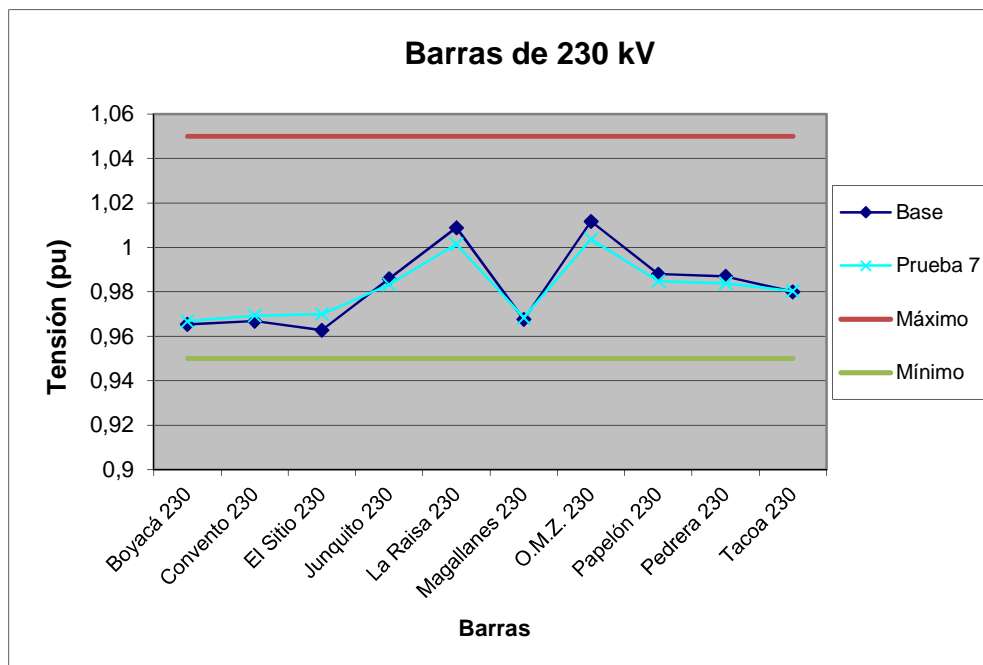


Gráfico 5 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Capital) para el caso de mínima demanda

GUAYANA

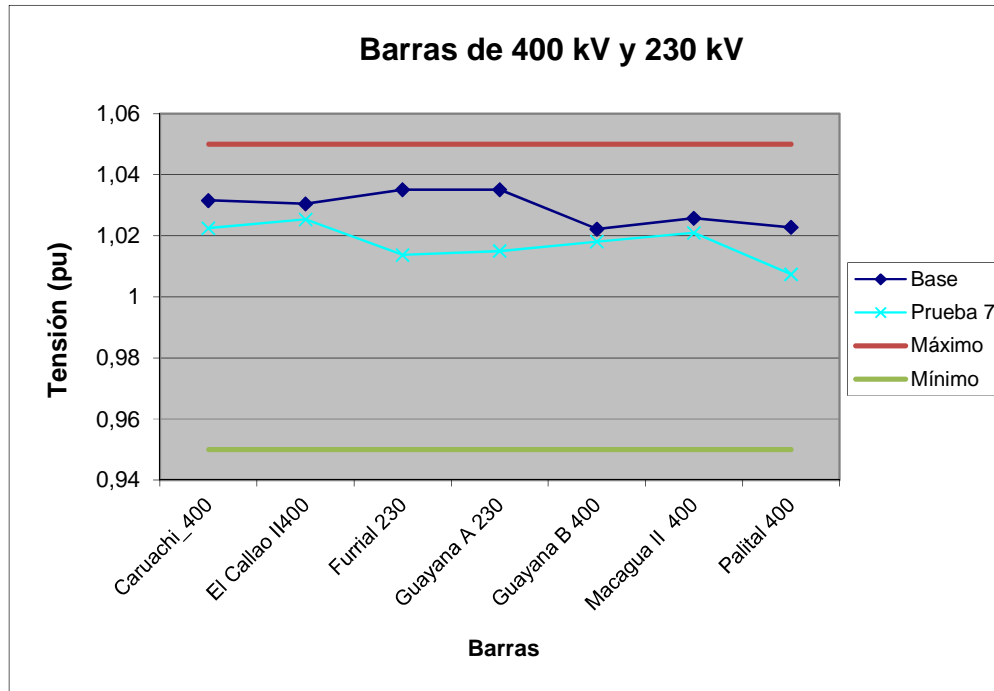


Gráfico 6 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Guayana) para el caso de mínima demanda

ORIENTE

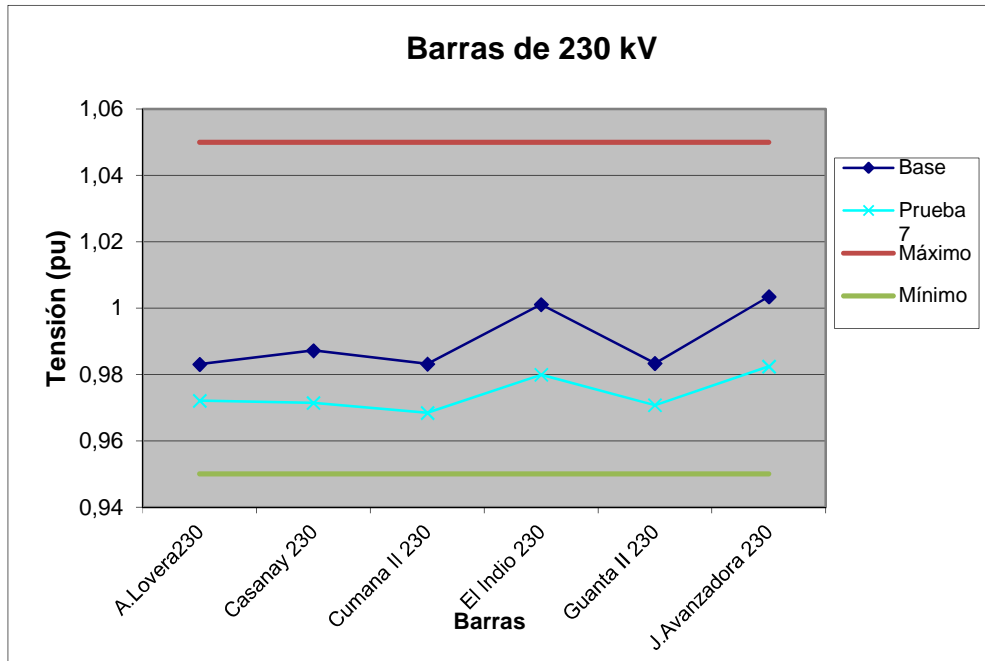


Gráfico 7 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Oriente) para el caso de mínima demanda

CENTRO

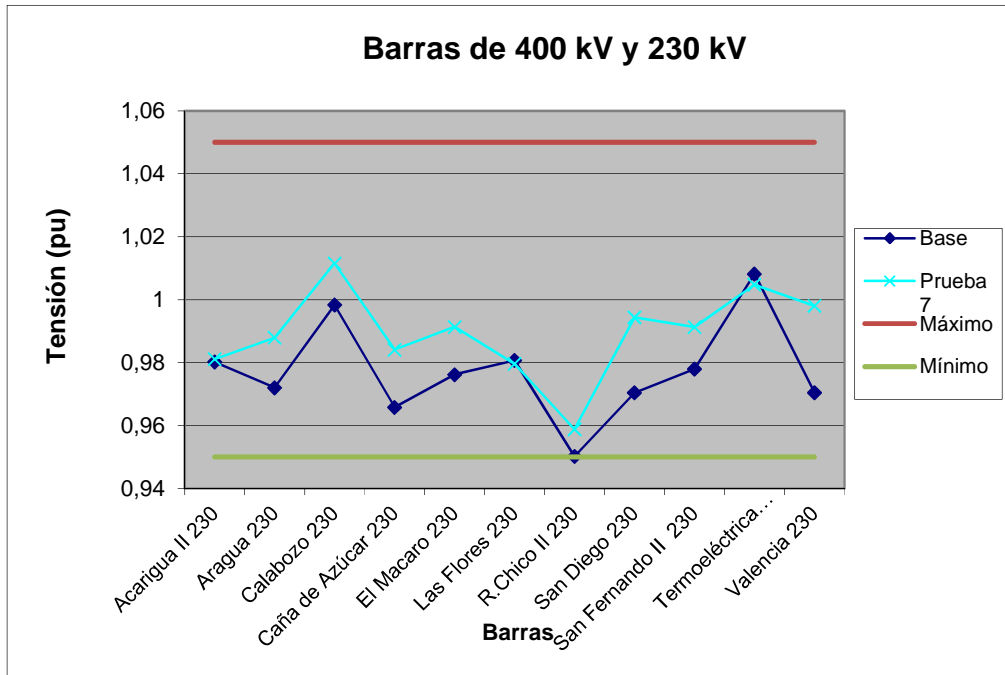


Gráfico 8 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Centro) para el caso de mínima demanda

SUR OCCIDENTE

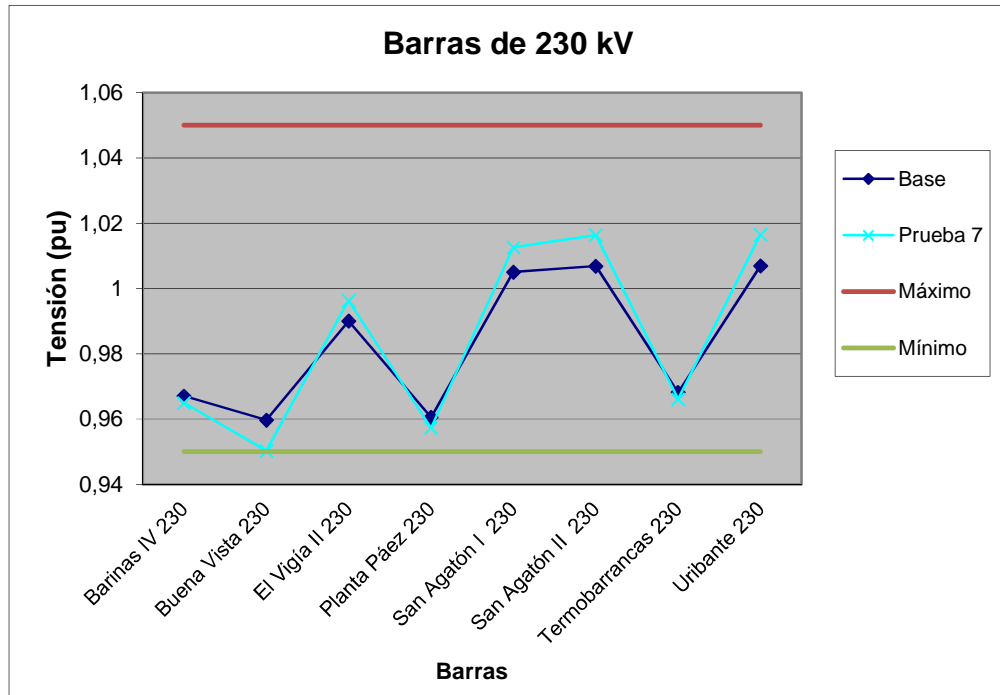


Gráfico 9 Perfil de Tensión de las Barras 230 kV (Sur Occidente) para el caso de mínima demanda

ZULIA COSTA OCCIDENTAL

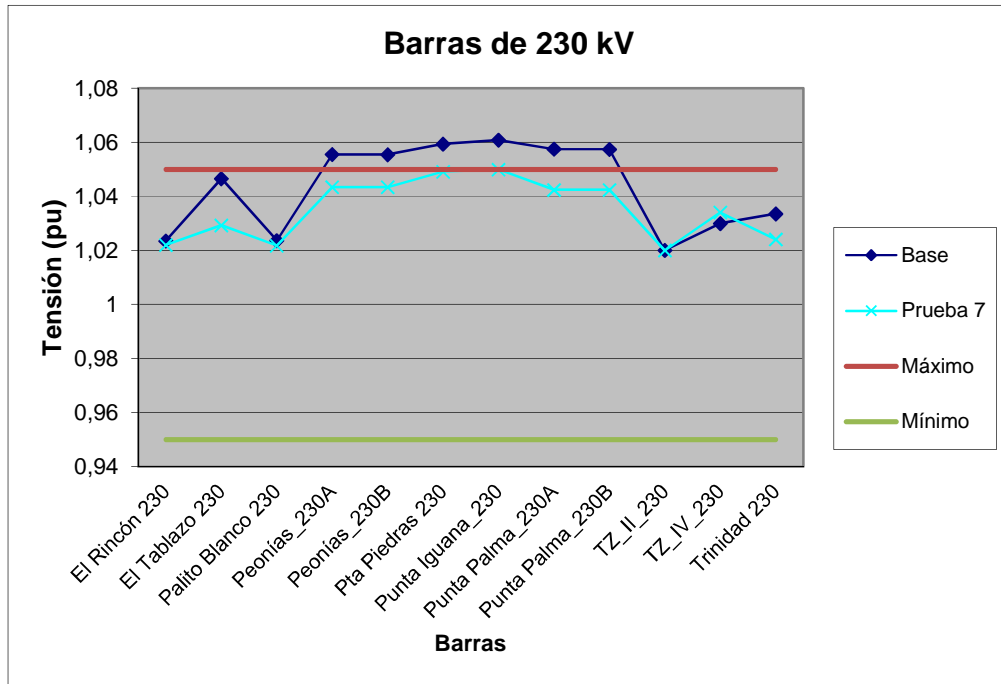


Gráfico 10 Perfil de Tensión de las Barras 230 kV (Zulia Costa Occidental) para el caso de mínima demanda

ZULIA COSTA ORIENTAL

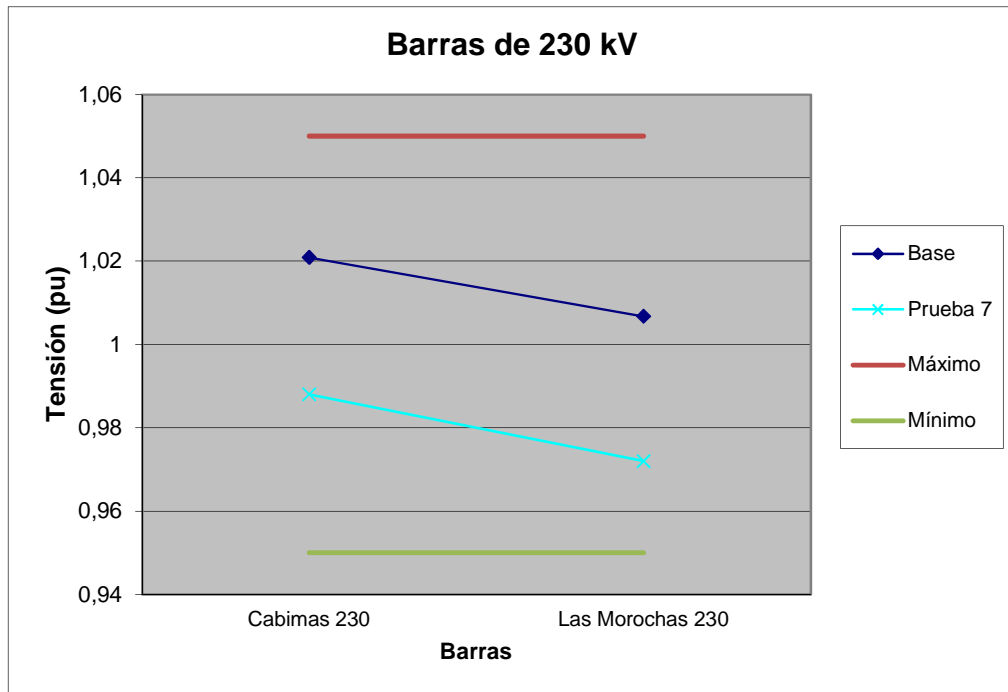


Gráfico 11 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Oriental) para el caso de mínima demanda

De los resultados observados en los perfiles de tensión por área resulta importante señalar que a pesar de que las tensiones aumentan en las barras de 765 kV, se observa mayor uniformidad en las tensiones de las barras del troncal de 400 kV y 230 kV..

Luego, en la mayoría de las demás áreas (Capital, Guayana, Oriente, Centro, Centro Occidente, Sur Occidente) se mantienen los perfiles de tensión similares a los del caso base con variaciones que se mantienen dentro del rango de seguridad del 5%, se observa que las tensiones se acercan al valor nominal, en el caso de Zulia Costa Occidental el perfil de tensión presenta una mejora resaltante, debido a que en el caso óptimo cumple con los márgenes de seguridad y solo en el caso de Oriente hay una desmejora en los perfiles de tensión.

Es importante resaltar que dichas barras se encuentran en áreas y a niveles de tensión en los cuales no se dispone de fuentes de reactivos, por lo cual esta corrección del nivel de tensión a raíz de la optimización tiene un valor agregado.

- Pérdidas activas

	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Perdidas activas (MW)	371,73	353,36	354,98	352,32	357,09	358,61	367,2	366,95



Gráfico 12 Pérdidas activas del SEN para las diferentes pruebas en el Caso de Baja Demanda

En la Gráfico 12 podemos observar que para las primeras pruebas las perdidas activas del sistema son considerablemente menores a las perdidas activas del caso base, luego a medida que se realizaron diferentes pruebas este resultado aumenta, esto se debe a que cada prueba tiene diferentes combinaciones de restricciones y variables de control, hasta que finalmente en la prueba 7 se consideran todas las restricciones y variables de control necesarias para asegurar la seguridad del sistema y la confiabilidad de los resultados.

En esta última prueba se obtiene menores pérdidas activas en comparación con el caso base, una diferencia de 4,78 MW. Si esta reducción fuese durante todo el día, equivaldría al ahorro diario de 35 mil litros de gasoil.

- Reserva de reactivos

En la Tabla 2 se especifica la generación de potencia reactiva de cada una de las maquinas seleccionadas como control, en el caso base y en los resultados de la optimización, así mismo se muestran los límites de generación de potencia reactiva, para luego observar en la Gráfico 13 la reserva en ambos casos.

Tabla 2 Generación de Potencia Reactiva en las Maquinas seleccionadas como Control del Flujo de Carga Optimo (Caso de Baja Demanda)

	Base	Prueba 7	Min	Max
CRZ_07	119,964	119,4978	-180	277
CRZ_08	119,964	119,4978	-180	277
Guri_01	-7,910	16,50281	-30,00001	60
Guri_02	-7,394	16,50399	-30,00001	60
Guri_04	15,565	-18,68274	-39,99999	72,00001
Guri_07	25,716	-58,61947	-79,99999	122
Guri_08	28,423	-38,9481	-59,99998	113
Guri_09	28,423	-38,91068	-59,99998	113
Guri_11	72,006	-72,20156	-200	350
Guri_12	72,006	-22,75346	-200	350
Guri_13	72,006	-22,76565	-200	350
Guri_14	72,006	-22,80538	-200	350
Guri_15	72,006	-22,82865	-200	350
Guri_16	72,006	-22,75346	-200	350
Guri_17	72,006	-22,82865	-200	350
Guri_18	72,006	-22,75346	-200	350
P.Centro 3	64,887	29,34189	-80,00002	80,00002
TZCC1_01	3,108	38,6414	-29,99999	80
TZCC1_02	3,108	38,6414	-29,99999	80
TZCC1_03	53,129	38,66674	-30,00001	79,99999

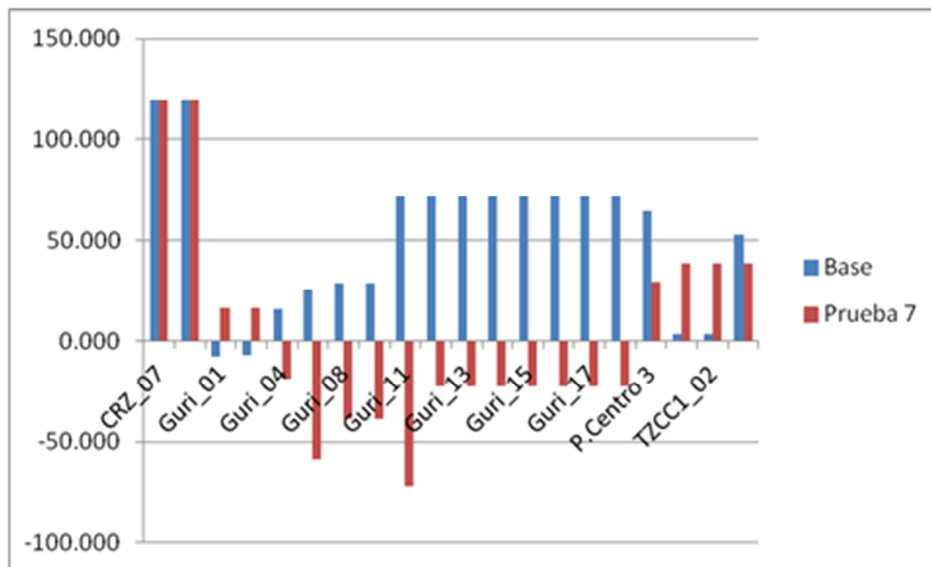


Gráfico 13 Generación de Potencia Reactiva de la Maquinas seleccionadas como Control (Baja Demanda)

Los casos de los generadores de CRZ no muestran mayor cambio en cuanto a su generación de potencia reactiva, los generadores 01 y 02 de Guri muestran mayor inyección de potencia reactiva al sistema de 230 kV, lo que trae como consecuencia la mejora de la tensión en la barra El tigre, como se observó previamente. Y las maquinas 01 y 02 de Termozulia ofrecen un resultado en el cual se genera mayor potencia reactiva respecto al caso base, esto trae como consecuencia una menor exigencia de reactivos en el troncal.

El resto de los generadores sincronicos que se utilizaron como variables de control de potencia reactiva muestran un cambio considerable respecto a su generación de potencia reactiva, pasando de inyectar potencia reactiva a absorber potencia reactiva del sistema, teniendo como resultado una mayor reserva de reactivos en dichos centros de generación en comparación con la reserva que se disponía en el caso base. Esto resulta en beneficio para la operación del sistema, ya que se cuenta con más recursos en caso de que ocurra una contingencia.

Caso de demanda media

Al igual que para el caso anterior, se realizaron varias pruebas (cuatro (4) pruebas) al sistema, en cada una de ellas se establecieron distintos márgenes a las restricciones de desigualdad, siendo la última prueba (Prueba 4), aquella que cumple con los correctos márgenes de seguridad para las barras y restricción de despacho de potencia reactiva en todos los centros de generación, además de tener como variables a controlar la posición de los TAPS de 765 kV, el despacho de potencia reactiva de los grandes centros de generación y la conexión o desconexión de los reactores shunt.

- Perfil de tensión

Para el estudio del perfil de tensión se presentan los resultados por la división de zonas de operación que se maneja en el Centro Nacional de Despacho (CND) de manera de observar el efecto de la optimización con mejor detalle.

En las gráficas se presentan los resultados de la prueba 4, conjuntamente con los valores del caso base, el cual representa la situación actual del sistema nacional y las operaciones realizadas el día bajo estudio. Los detalles de cada prueba se puede observar en el Anexo A.

TRONCAL

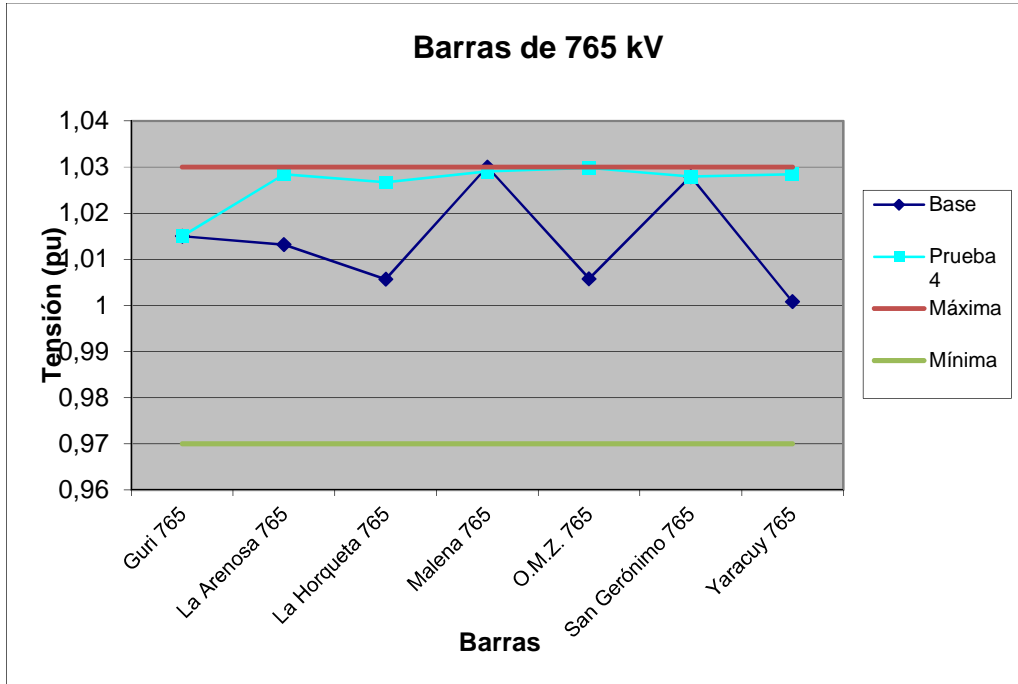


Gráfico 14 Perfil de Tensión de las Barras de 765 kV (Troncal) para el caso de demanda media

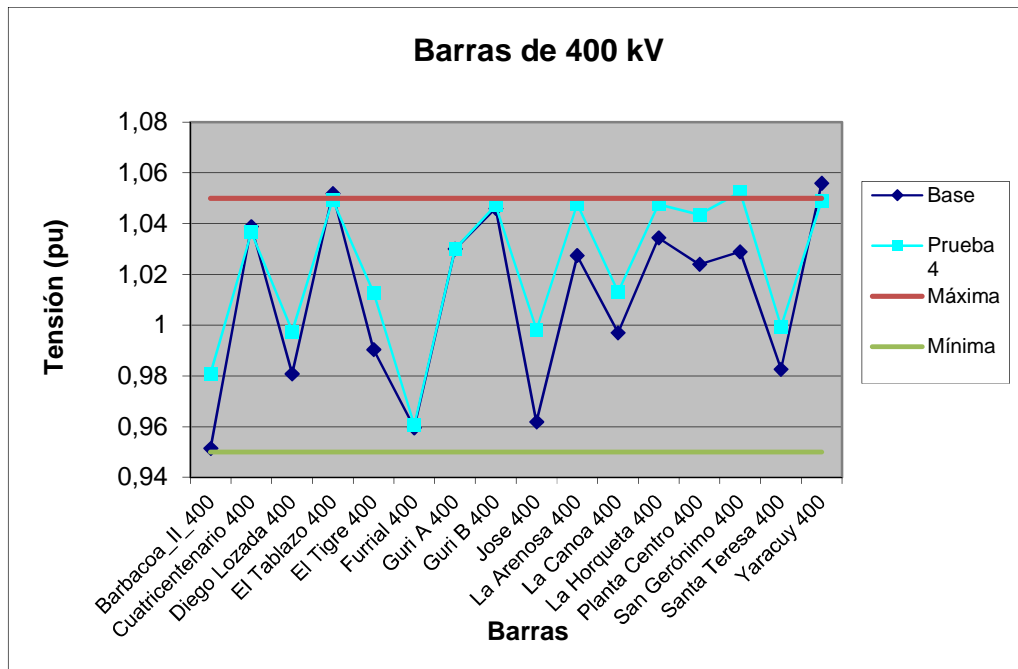


Gráfico 15 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV (Troncal) para el caso de demanda media

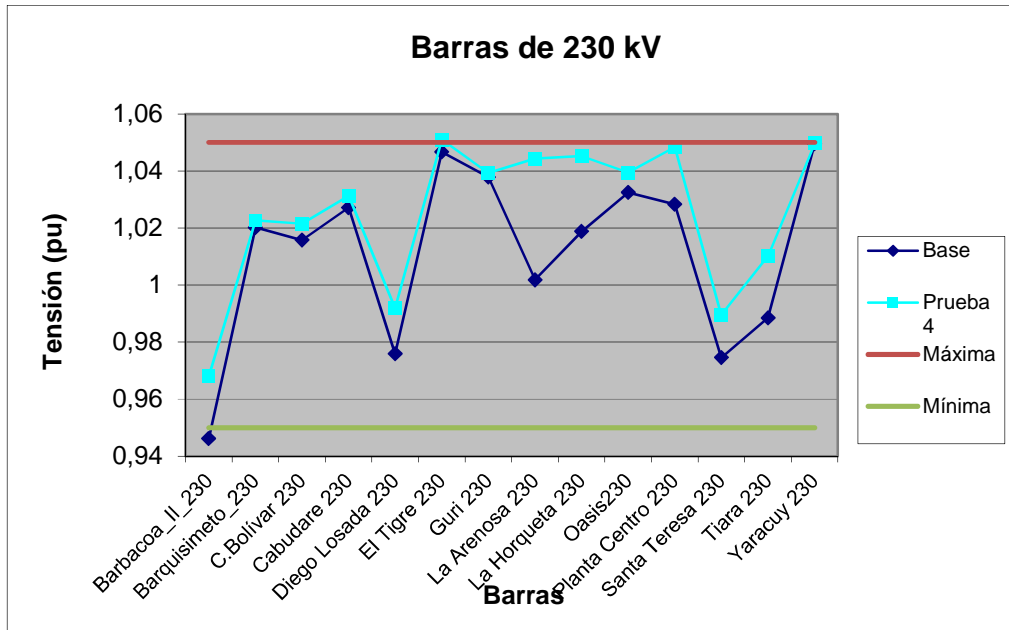


Figura 16 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Troncal) para el caso de demanda media

CAPITAL

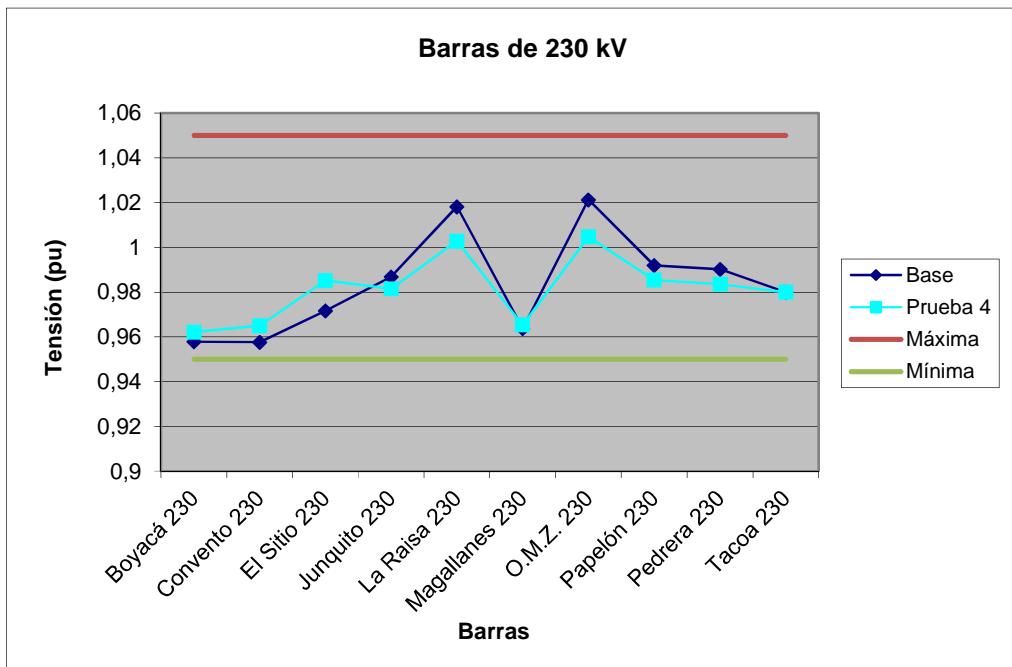


Figura 17 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Capital) para el caso de demanda media

GUAYANA

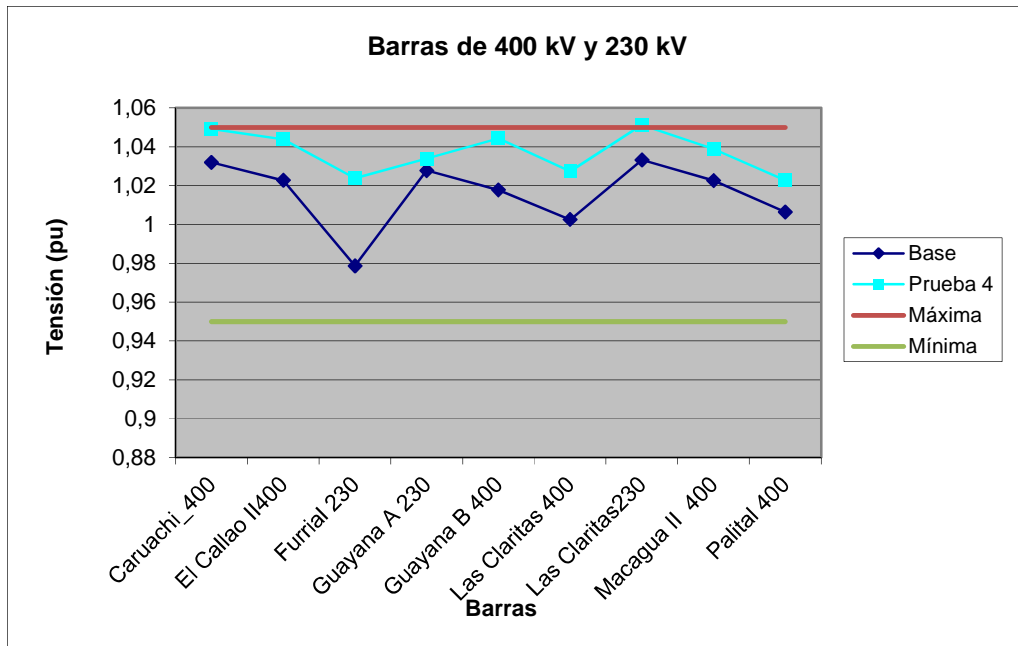


Figura 18 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Guayana) para el caso de demanda media

ORIENTE

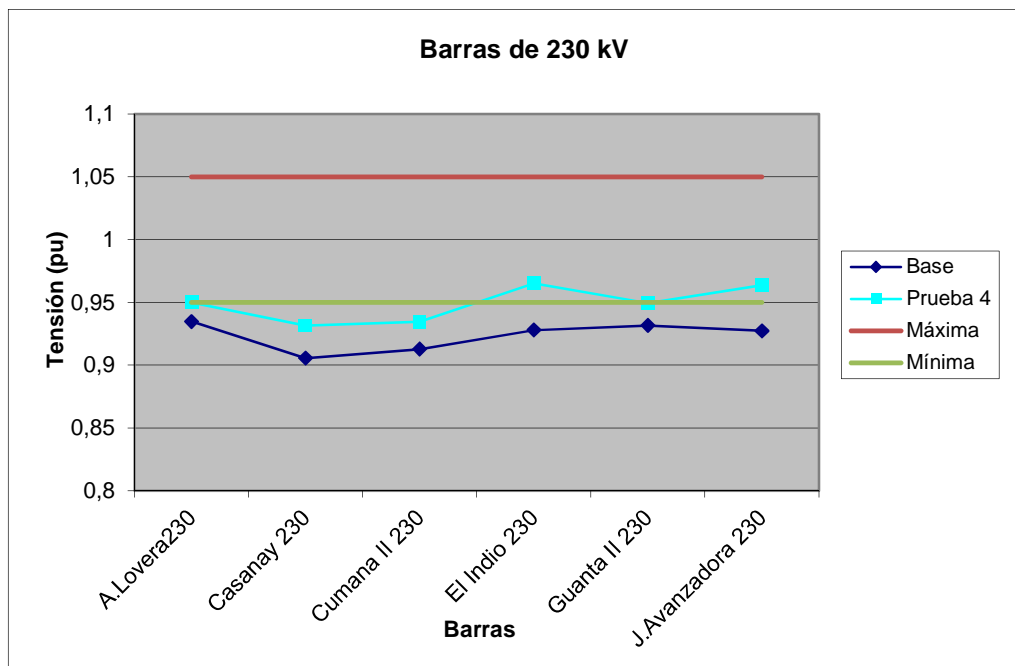


Figura 19 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Oriente) para el caso de demanda media

CENTRO

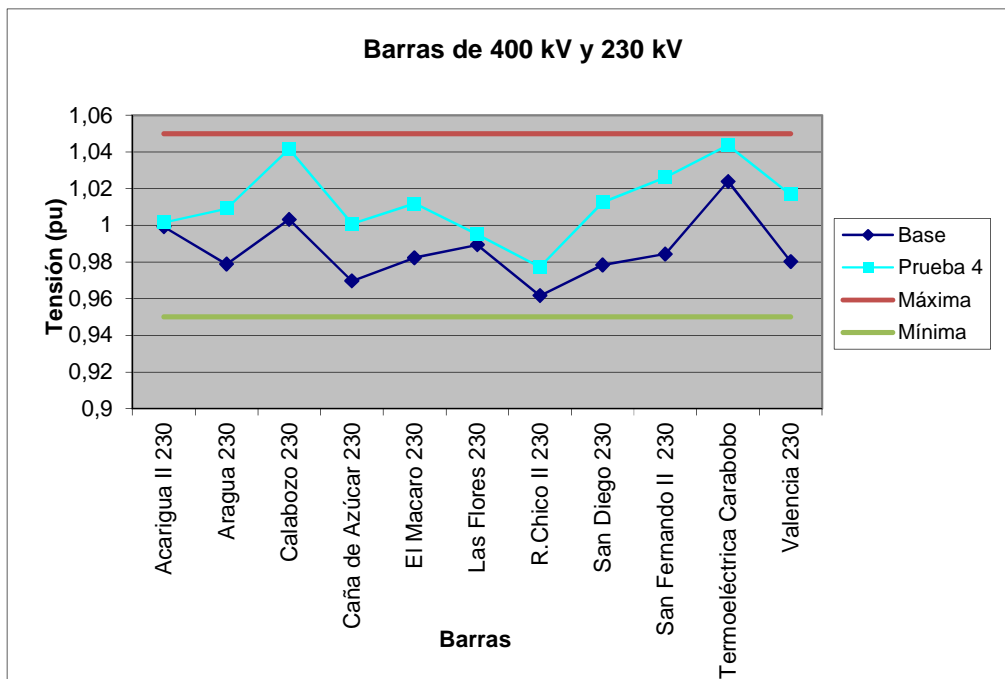


Figura 20 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Centro) para el caso de demanda media

SUR OCCIDENTE

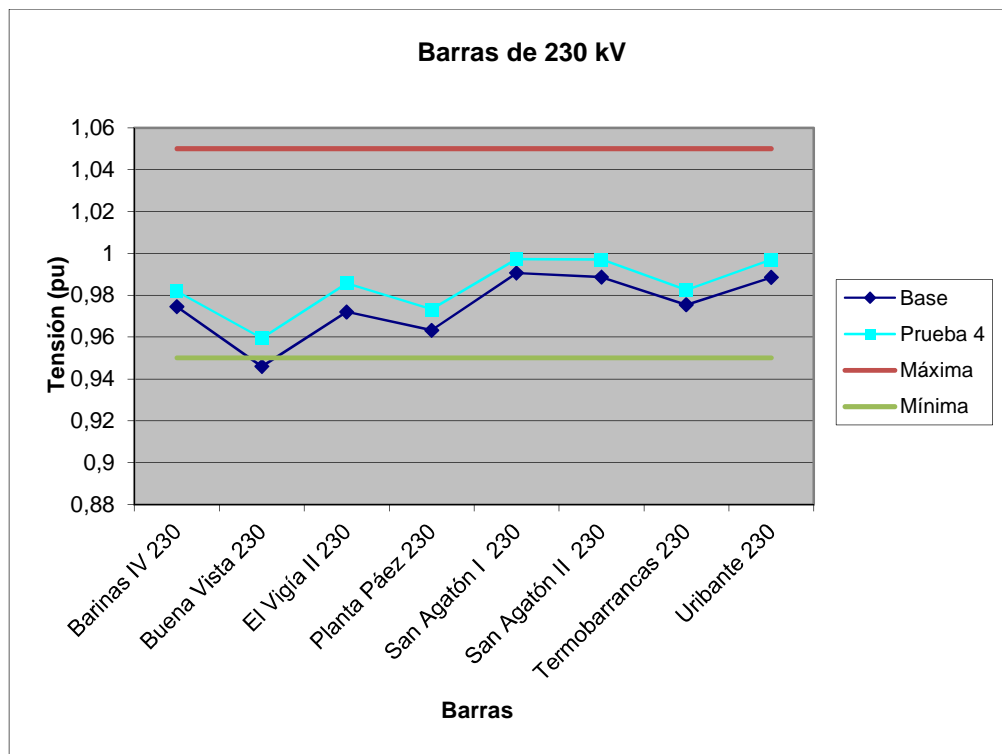


Figura 21 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sur Occidente) para el caso de demanda media

ZULIA COSTA OCCIDENTAL

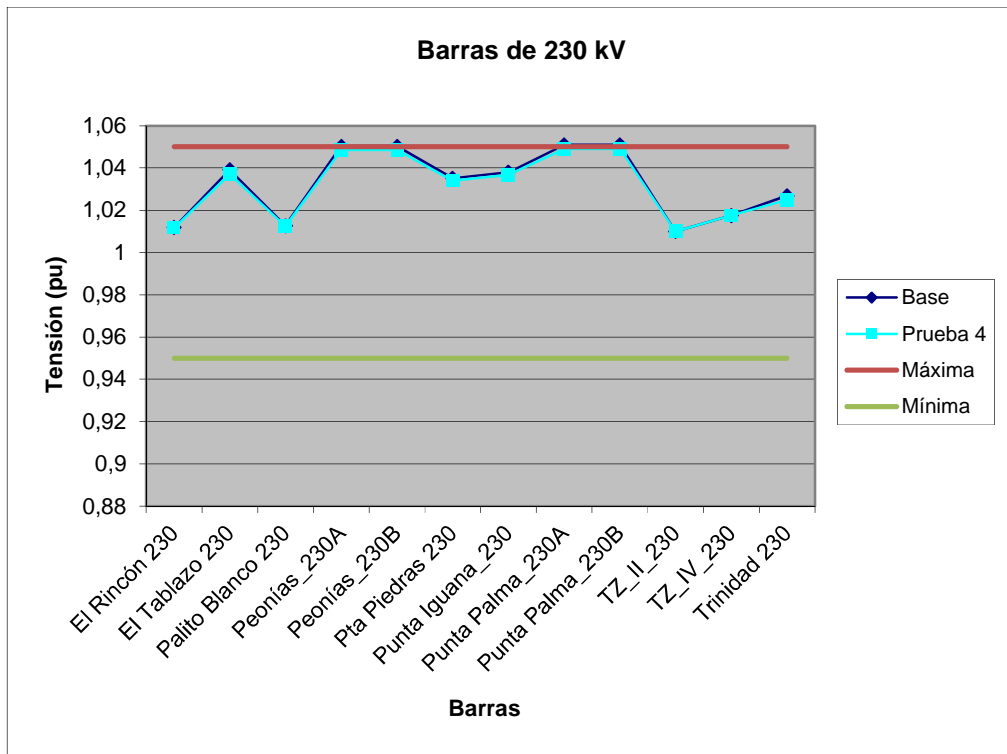


Figura 22 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Occidental) para el caso de demanda media

ZULIA COSTA ORIENTAL

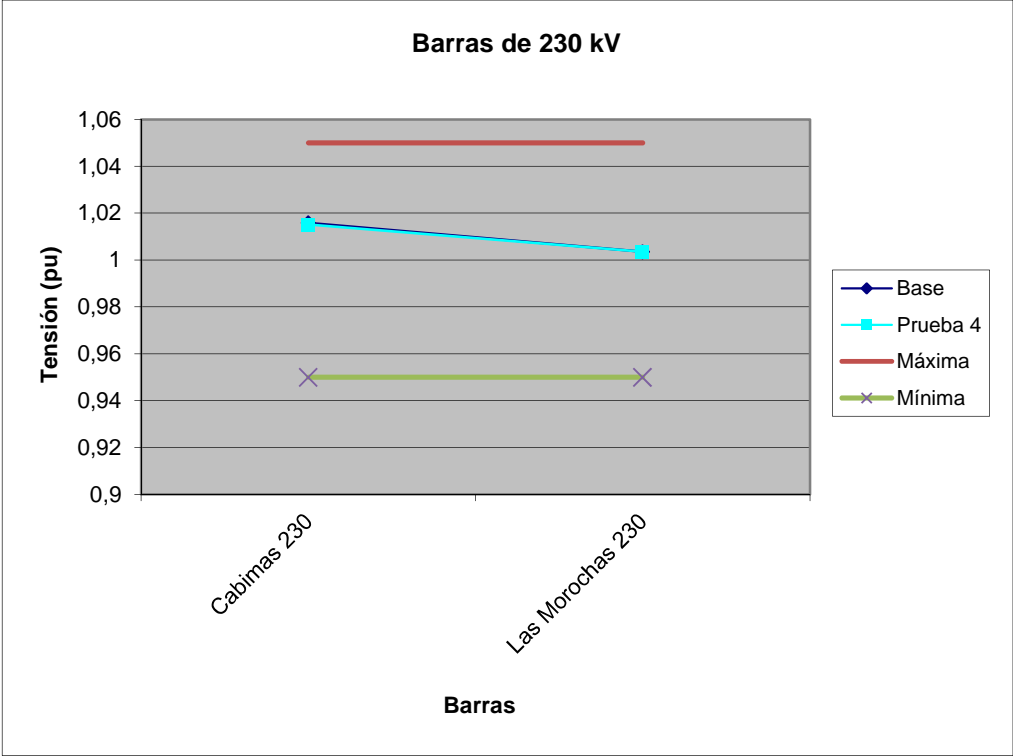


Figura 23 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Oriental) para el caso de demanda media

En el área troncal a nivel de 765 kV se observa incremento en los perfiles de tensión, pero una mayor uniformidad en los mismos, para las barras de 400 kV y 230 kV, hay un ligero el incremento en los perfiles de tensión.

Capital, Guayana, Centro y Sur Occidente el comportamiento de los perfiles de tensión es similar en el resultado de la optimización a el caso base, con variaciones en los niveles de tensión, pero conservando un comportamiento similar en las gráficas y dentro del rango de seguridad de 5%. En el área de Sur Occidente se observa adicionalmente que dichas variaciones resultan en un perfil de tensión con valores aproximados a la unidad en el sistema por unidad.

De los resultados anteriores se observa que en las áreas de Centro Occidente, Zulia Costa Occidente y Costa Oriental el comportamiento de los perfiles de tensión es prácticamente igual y con valores similares en el caso base y en la prueba 4.

En Oriente que las variaciones de tensión resultan en mejoras significativas, debido a que en los resultados obtenidos de la optimización los perfiles de tensión se encuentran dentro del rango de seguridad, a diferencia del caso base, en el cual los niveles de tensión son menores al 0.95 pu.

- Pérdidas

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Pérdidas activas	498,07	469,19	475,03	477,17	481,62

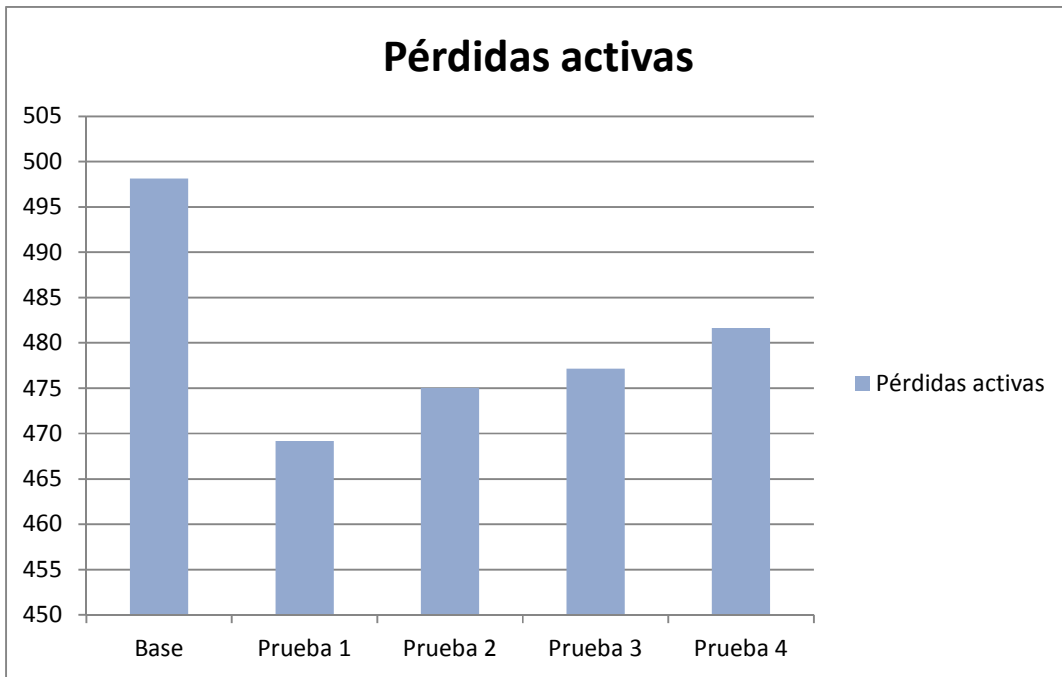


Gráfico 16 Pérdidas activas del SEN para las diferentes pruebas en el Caso de Demanda Media

Al igual que en el caso de mínima, en la Gráfico 16 podemos observar que para las primeras pruebas las perdidas activas del sistema son considerablemente menores a las perdidas activas del caso base, luego a medida que se realizaron diferentes pruebas este resultado aumenta, esto se debe a que cada prueba tiene diferentes combinaciones de restricciones y variables de control, hasta que finalmente en la prueba 4 se consideran todas las restricciones y variables de control necesarias para asegurar la seguridad del sistema y la confiabilidad de los resultados.

En esta última prueba se obtiene menores pérdidas activas en comparación con el caso base, una diferencia de 16,45 MW, si esta reducción fuese durante todo el día, equivaldría al ahorro diario de 120 mil litros de gasoil

- gReserva de reactivos

Para la presentación de estos resultados se visualiza la Tabla 3 en la cual se especifica la generación de potencia reactiva de cada una de las maquinas seleccionadas como control, en el caso base y en los resultados de la optimización, así mismo se muestran los límites de despacho de potencia reactiva, para luego observar en la Gráfico 17 la reserva en ambos casos.

Tabla 3 Generación de Potencia Reactiva en las Maquinas seleccionadas como Control del Flujo de Carga Optimo (Caso de Media Demanda)

	Base	Prueba 4	Min	Max
CRZ_07	106,5107	98,35459	-180	277
CRZ_08	106,5107	98,35459	-180	277
CRZ_09	106,5107	98,35459	-180	277
Guri_11	5,800973	-81,46915	-200	350
Guri_12	5,800973	-39,00795	-200	350
Guri_13	5,800973	-39,0262	-200	350
Guri_14	5,800973	-39,08582	-200	350
Guri_15	5,800973	-39,12069	-200	350
Guri_16	5,800973	-39,00795	-200	350
Guri_17	5,800973	-39,12069	-200	350
P.Centro 1	10	-34,27202	-80,00002	80,00002
P.Centro 3	20	56,1967	-80,00002	80,00002

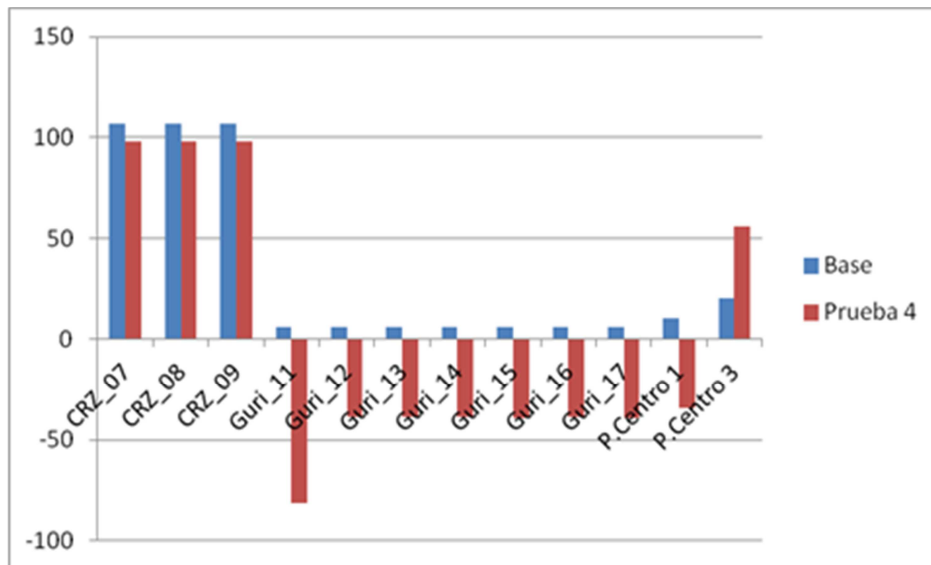


Gráfico 17 Generación de Potencia Reactiva de la Maquinas seleccionadas como Control (Caso de Demanda Media)

Similar al caso de baja demanda, los generadores de CRZ presentan una generación de potencia reactiva similar en el caso base y el resultado de la optimización, con valores menores en la optimización, en el caso del generador N° 3 de Planta Centro aumenta la inyección de reactivos al sistema en el caso optimizado, disminuyendo así la reserva de reactivos disponibles en dicho generador, mientras en el resto de los generadores la generación de potencia reactiva cambia de sentido, pasando de inyectar reactivos al sistema a absorberlos, lo cual trae como resultados una mayor reserva de reactivos en estas máquinas, que pueden ser utilizados como recursos en caso de contingencias.

Propuesta de optimización

Una vez realizadas las pruebas en cada caso de estudio y hallados los escenarios óptimos en cada caso se procedió a comparar las posiciones resultantes de los taps de los autotransformadores de 765kVV, con el fin de hallar una posición tal que cumpliera con las exigencias del sistema bajo distintas características de demanda.

En la Tabla 4 se observan los resultados para el caso de mínima y el caso de media demanda.

Con ambos resultados se buscó la mejor posición de los taps teniendo como criterio aquellas posiciones que coincidían con la posición actual o que se asemejaran en ambos casos y en el caso de los resultados que se alejaron mucho uno del otro, se tomó la decisión a partir de la reserva de reactivos en las plantas de generación en el caso de mayor demanda, si se tenía capacidad de absorber reactivos se fijó el valor del tap en el valor obtenido en este caso, de lo contrario se fijó el valor del tap en el caso de menor demanda.

A partir de esto se establecieron las posiciones finales de los taps (Tabla 4)

Tabla 4 Resultados de las posiciones de los Taps luego de los procesos de optimización

Tx3	Base	Prueba 7 Baja demanda	Prueba 4 Media demanda	Final
AT_Guri 765/400_1	5	2	4,937081	4
AT_Guri 765/400_2	5	2	4,997513	4
AT_Guri 765/400_3	5	2	3,585843	4
AT_La Arenosa 765/230_1	3	5	5,52696	6
AT_La Arenosa 765/230_2	3	5	5,512666	6
AT_La Horqueta765/230_2	5	6	6,612135	7
AT_La Horqueta765/400_1	3	-1	0,8942176	0
AT_OMZ765/230_1	5	3	2,663873	3
AT_OMZ765/230_2	5	3	2,892787	3
AT_SGRNM765/400_1	4	2	4,495248	4
AT_SGRNM765/400_2	4	2	4,538475	4
AT_Yaracuy 765/230_1	6	6	6,80149	7
AT_Yaracuy 765/230_2	6	6	6,802942	7
AT_Yaracuy 765/400_1	3	-2	-1,852857	-2

En la tabla anterior se observa que con excepción de los autotransformadores de La Arenosa 765/230 KV y el Autotransformador de Yaracuy 765/400, las posiciones de los taps son muy similares a las actuales.

Adicionalmente es importante estudiar la manera en la que se reparte la potencia en las diferentes áreas del SEN en el caso base y como varia dicha repartición en el caso optimizado, para poder tener el escenario más aproximado al que le ofrece el método matemático.

En el caso de baja se tiene:

Tabla 5 Distribución de la Potencia Generada en el SEN (Caso de Baja Demanda)

AREA	Base		Prueba 7	
	P	Q	P	Q
Troncal	0	0	0	0
Capital	1066	246,49	1066	239,45
Guayana	8498,98	1471,31	8494,2	612,33
Oriente	463,63	56,34	463,63	96,71
Insular	269,8	53,34	269,8	78,21
Centro	756,2	194,49	756,2	67,69
Centro occidente	61	9,81	61	7,15
Hidrológicas	0	0	0	0
Sur Occidente	595,64	224,32	595,64	209,54
Zulia C Occ	1092	68,4	1092	216,94
Zulia C Or	25	-6,82	25	5,79
S. P. Or	96	8,88	96	15,66
S. P. Occ	308	44,66	308	105,81

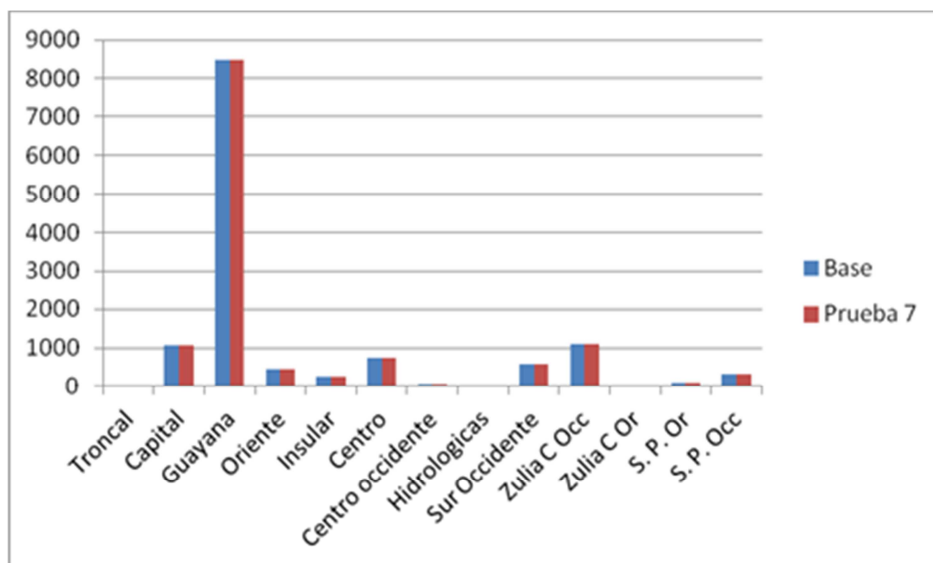


Gráfico 18 Distribución de la Potencia Activa en el SEN (Caso de Baja Demanda)

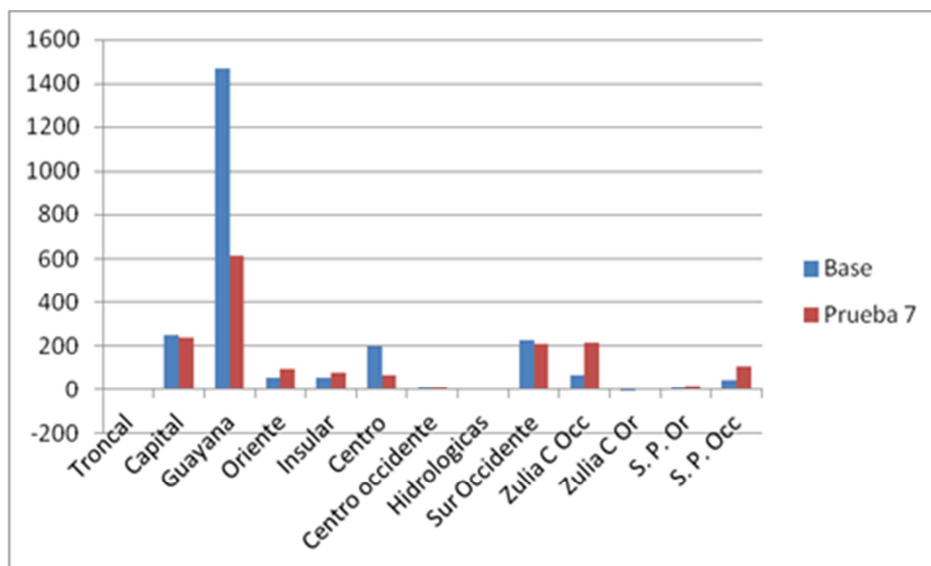


Gráfico 19 Distribución de la Potencia Reactiva en el SEN (Caso de Baja Demanda)

En el caso de alta se tiene:

Tabla 6 Tabla 5 Distribución de la Potencia Generada en el SEN (Caso de Demanda Media)

AREA	Base		Prueba 4	
	P	Q	P	Q
Troncal	0	0	0	0
Capital	1632	552,61	1632	469,82
Guayana	9790,81	1907,61	9774,32	691
Oriente	513,63	113,6	513,63	50,44
Insular	284,8	135,29	284,8	125,48
Centro	1077,36	159,73	1077,36	100,77
Centro occidente	126,25	5,37	126,25	-6,28
Hidrológicas	0	0	0	0
Sur Occidente	685,64	252,6	685,64	209,96
Zulia C Occ	1142	-55,65	1142	-11,62
Zulia C Or	34	-1,72	34	-7,25
S. P. Or	186	55,93	186	49,58
S. P. Occ	308	47,43	308	49,11

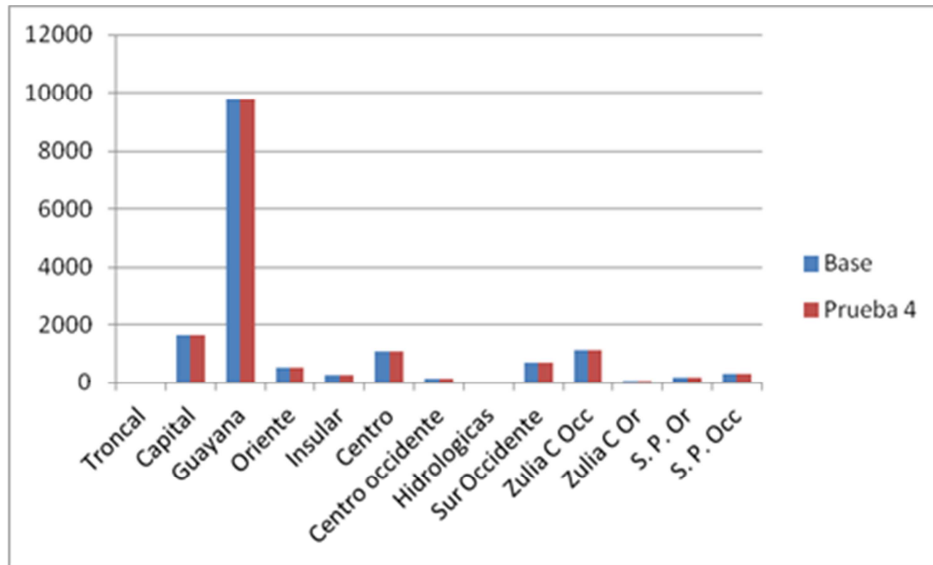


Gráfico 20 Distribución de la Potencia Activa en el SEN (Caso de Demanda Media)

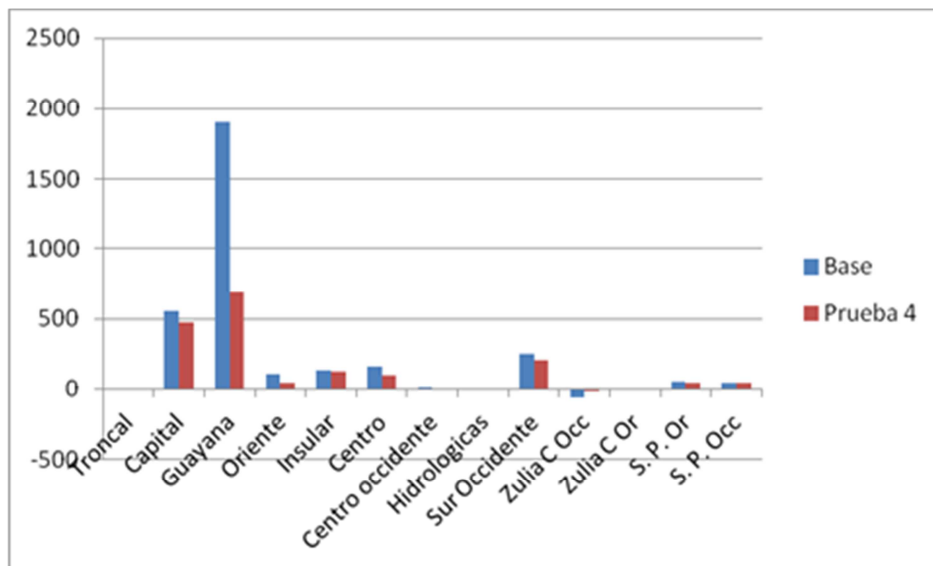


Gráfico 21 Distribución de la Potencia Reactiva en el SEN (Caso de Demanda Media)

Con los resultados anteriores se planteó un nuevo escenario de operación en el cual la demanda se encontrara en un valor medio de la demanda diaria, tomando como caso base para este escenario los valores obtenidos según la operación actual del SEN y comparándolos con los valores obtenidos al colocar las posiciones de los taps obtenidas de los procesos de optimización y redistribuyendo los despachos de

potencia reactiva de manera de obtener un comportamiento similar al obtenido de los procesos de optimización, teniendo en cuenta los perfiles de tensión, las pérdidas activas en el sistema y la reserva de reactivos en los principales centros de generación, con esto se validó la propuesta para las posiciones de los taps del sistema de 765 kV.

- Perfil de tensión

Al igual que en los resultados obtenidos por el método de optimización, para esta prueba se compara el caso base con el caso en el cual se valida la posición de los taps del sistema de 765 kV.

TRONCAL

Tabla 7 Perfil de Tensión de las Barras de 765 kV (Troncal) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Guri 765	1,025	1,025
La Arenosa 765	1,003423	1,004291
La Horqueta 765	1,002029	1,012163
Malena 765	1,033189	1,03628
O.M.Z. 765	1,002691	1,019741
San Gerónimo 765	1,01908	1,026043
Yaracuy 765	0,9947848	1,00713

Tabla 8 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV (Troncal) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Barbacoa_II_400	0,9338558	0,9368905
Cuatricentenario 400	1,051998	1,037969
Diego Lozada 400	0,9836302	0,9905576
El Tablazo 400	1,056997	1,040929
El Tigre 400	0,9759211	0,9784362
Furrial 400	0,9389978	0,9401902
Guri A 400	1,02	1,02
Guri B 400	1,037271	1,037285
Jose 400	0,9466781	0,9502657
La Arenosa 400	1,049085	1,045606
La Canoa 400	0,9838235	0,9856534
La Horqueta 400	1,041763	1,029308
Planta Centro 400	1,026529	1,0155
San Gerónimo 400	1,019912	1,026295
Santa Teresa 400	0,984972	0,9918909
Yaracuy 400	1,05489	1,019951

Tabla 9 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Troncal) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Barbacoa_II_230	0,9254368	0,9278279
Barquisimeto_230	1,019694	1,014611
C.Bolívar 230	1,011396	1,012604
Cabudare 230	1,025788	1,021774
Diego Losada 230	0,9812271	0,9881602
El Tigre 230	1,030166	1,032678
Guri 230	1,05	1,05
La Arenosa 230	0,9794823	1,004696
La Horqueta 230	1,022169	1,029167
Oasis230	1,014713	1,017235
Planta Centro 230	1,023912	1,021214
Santa Teresa 230	0,980434	0,9873123
Tiara 230	0,9935645	1,00064
Yaracuy 230	1,051142	1,044296

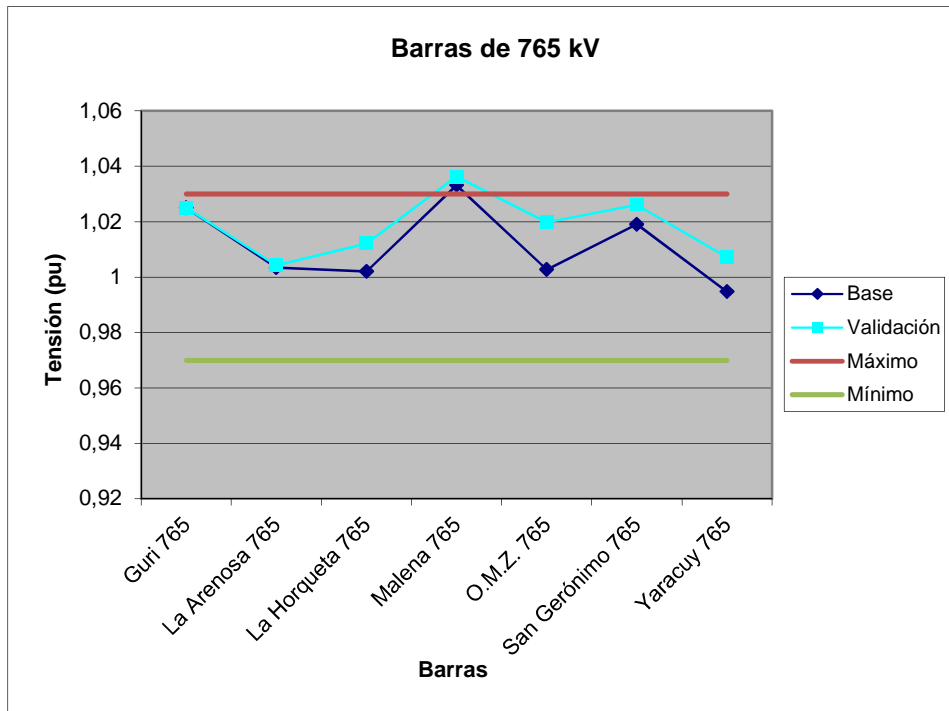


Figura 24 Perfil de Tensión de las Barras de 765 kV (Troncal) para la propuesta de optimización

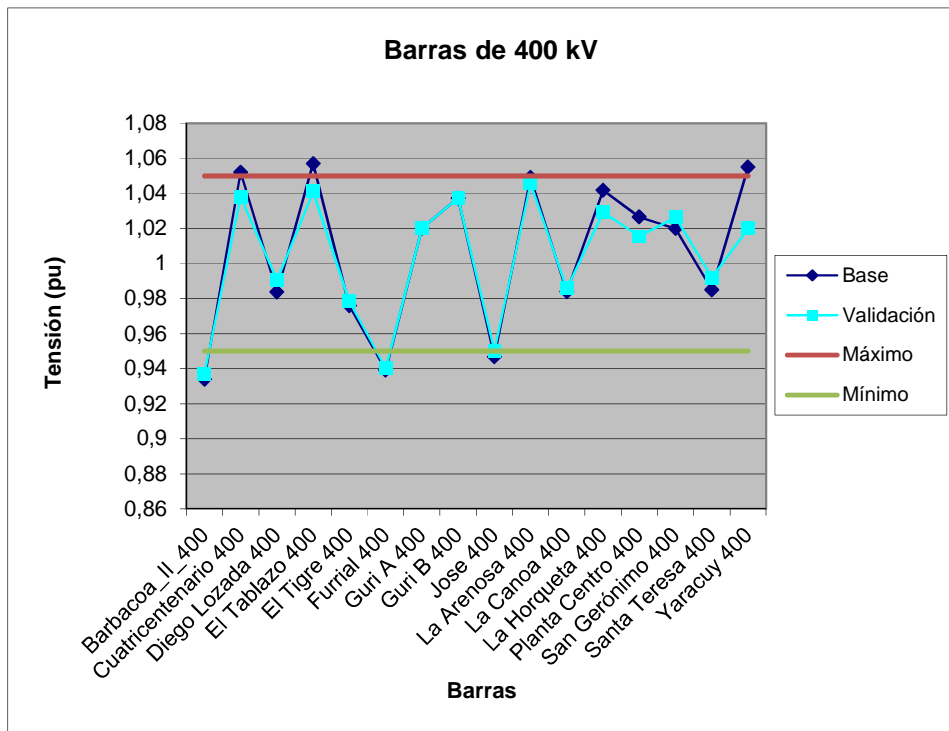


Figura 25 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV (Troncal) para la propuesta de optimización

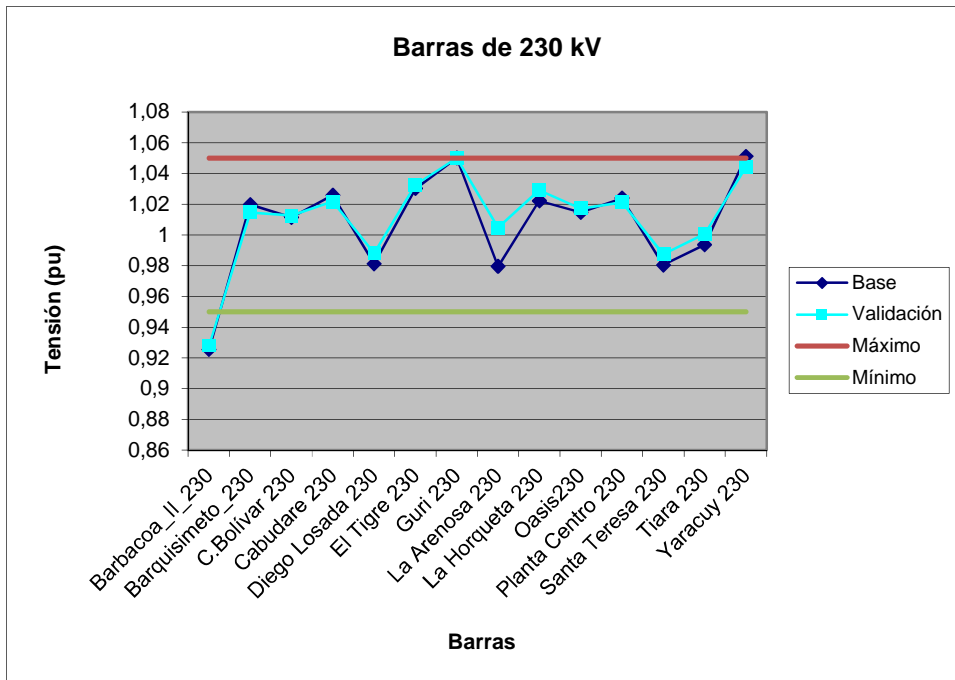


Figura 26 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Troncal) para la propuesta de optimización

CAPITAL

Tabla 10 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Capital) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Boyacá 230	0,9855968	1,003611
Convento 230	0,9833765	0,9998989
El Sitio 230	0,9811432	0,9897805
Junquito 230	1,002988	1,005447
La Raisa 230	1,024111	1,010254
Magallanes 230	0,9928459	1,011968
O.M.Z. 230	1,026623	1,011443
Papelón 230	1,001942	0,9979083
Pedreira 230	1,000186	0,9961423
Tacoa 230	1,01	1,03

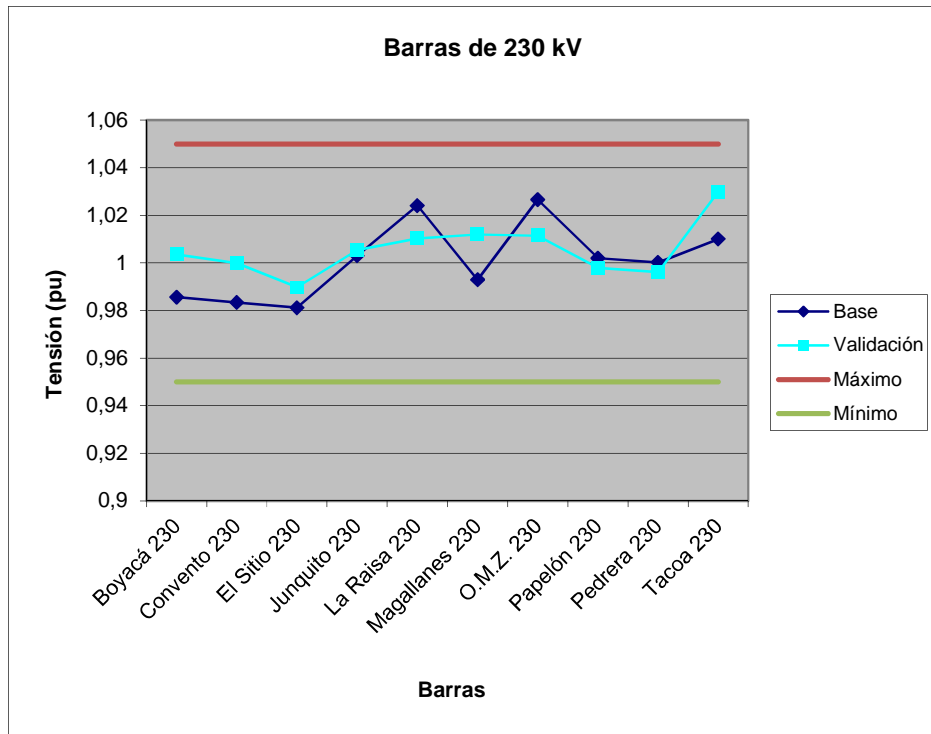


Figura 27 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Capital) para la propuesta de optimización

GUAYANA

Tabla 11 Perfil de Tensión de q de 400 kV y 230 kV (Guayana) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Caruachi_400	1,03008	1,030114
El Callao II400	1,025647	1,025647
Furrial 230	0,9564238	0,957803
Guayana A 230	1,030797	1,03126
Guayana B 400	1,015751	1,015815
Las Claritas 400	1,005774	1,005774
Las Claritas230	1,037616	1,037616
Macagua II 400	1,025	1,025
Palital 400	0,9985498	0,9988349

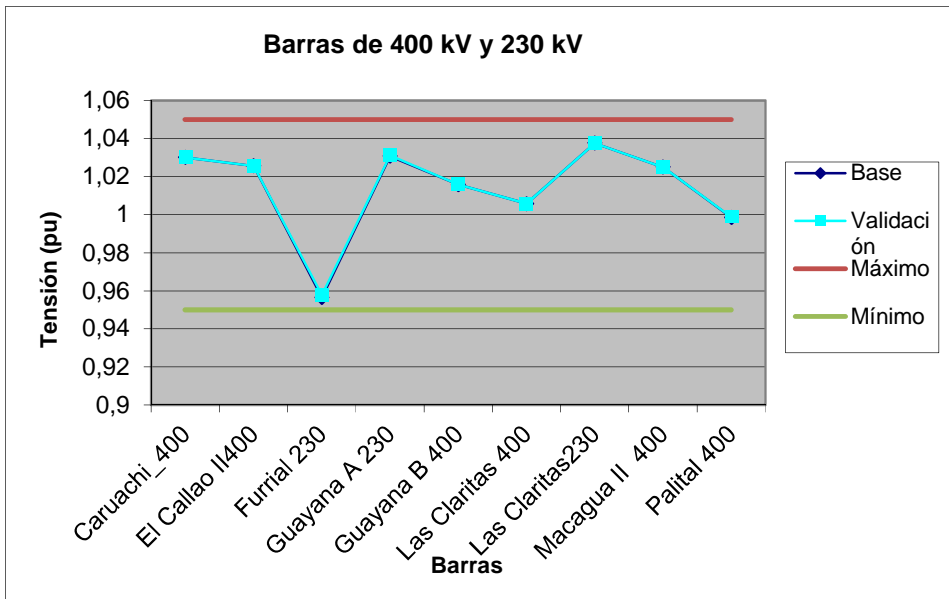


Figura 28 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Guayana) para la propuesta de optimización

ORIENTE

Tabla 12 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Oriente) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
A.Lovera230	0,9132345	0,9148103
Casanay 230	0,8840526	0,8856235
Cumana II 230	0,8898736	0,8916493
El Indio 230	0,9005806	0,902134
Guanta II 230	0,9100059	0,9118222
J.Avanzadora 230	0,8996401	0,9012246

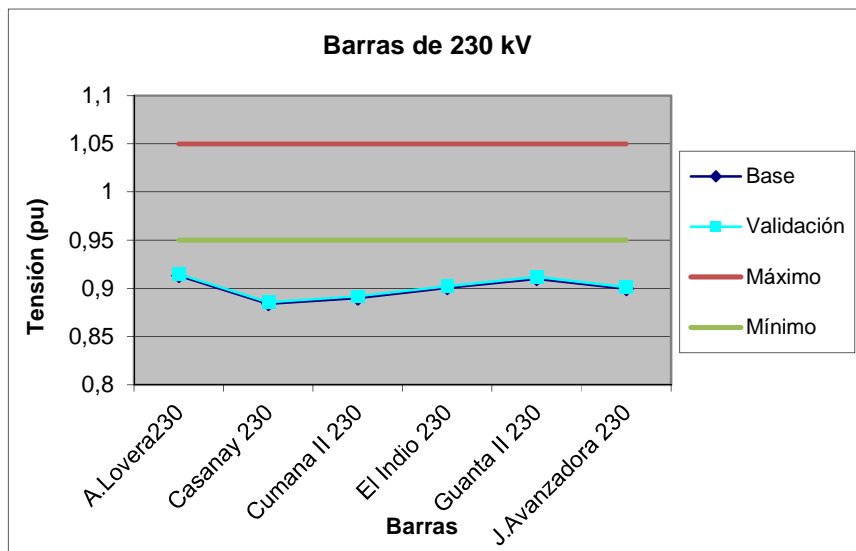


Figura 29 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Oriente) para la propuesta de optimización

CENTRO

Tabla 13 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Centro) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Acarigua II 230	0,9927555	0,9855832
Aragua 230	0,9761281	0,9881066
Calabozo 230	1,036118	1,045579
Caña de Azúcar 230	0,9631027	0,9767381
El Macaro 230	0,9795357	0,9906816
Las Flores 230	0,9796065	0,9728472
R.Chico II 230	0,9678649	0,9750341
San Diego 230	0,9653381	0,9832022
San Fernando II 230	1,03744	1,047766
Valencia 230	0,9634251	0,9841908

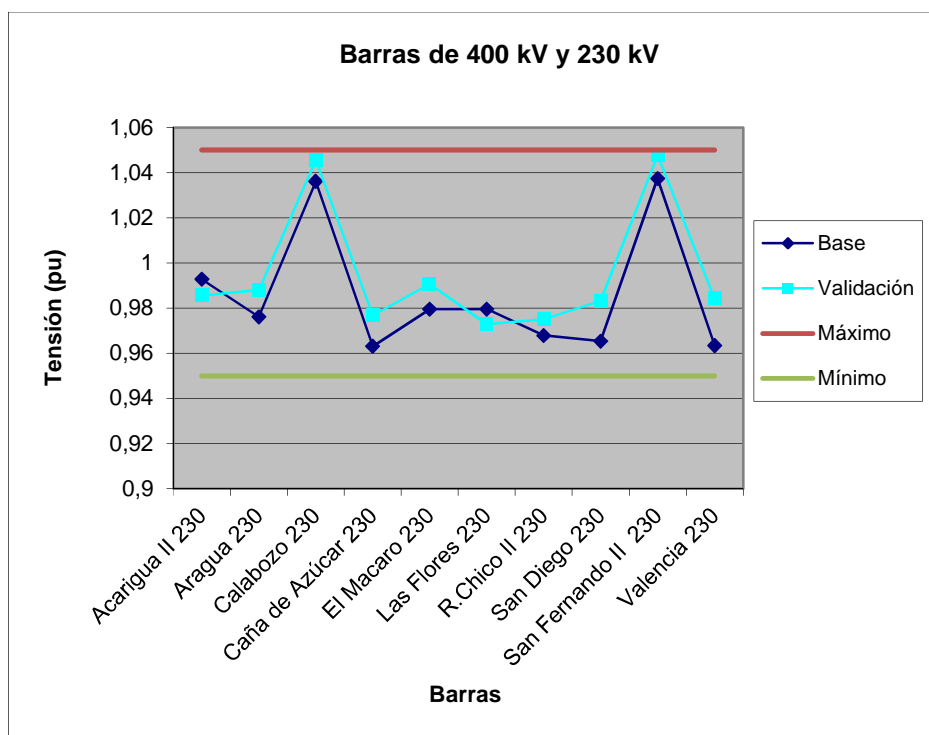


Figura 30 Perfil de Tensión de las Barras de 400 kV y 230 kV (Centro) para la propuesta de optimización

CENTRO OCCIDENTE

Tabla 14 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Centro Occidente) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Manzano_230	1,042283	1,035901

HIDROS

Tabla 15 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Hidros) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Hidrocentro PAO_II_230	0,9791932	1,004418
Hidrocentro PAO_I_230	0,9791932	1,004418
Inos Camatuy 230	0,9808277	0,987766

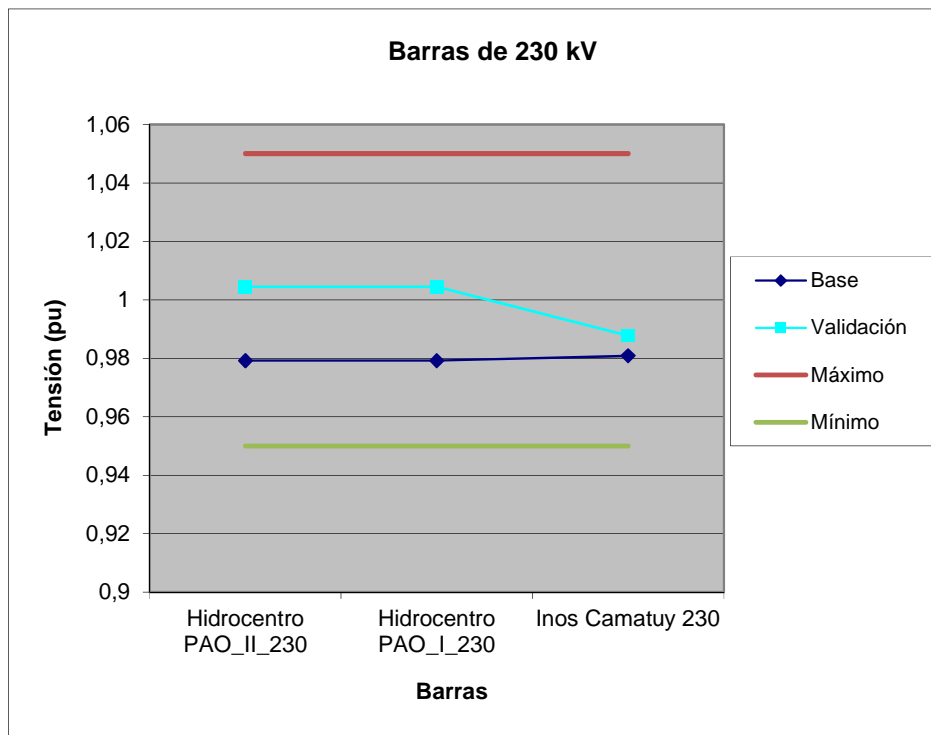


Figura 31 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Hidros) para la propuesta de optimización

SUR OCCIDENTE

Tabla 16 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sur Occidente) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Barinas IV 230	0,965862	0,9606825
Buena Vista 230	0,9470716	0,9399388
El Vigía II 230	1,006428	1,001885
Planta Páez 230	0,9566192	0,9508374
San Agatón I 230	1,036575	1,034665
San Agatón II 230	1,039689	1,037297
Termobarrancas 230	0,9669886	0,9619594
Uribante 230	1,039785	1,037369

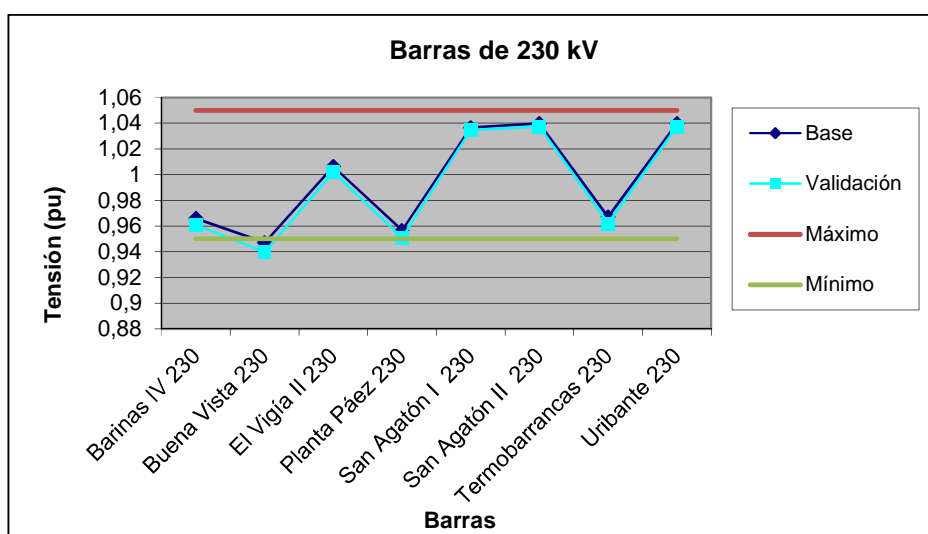


Figura 32 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sur Occidente) para la propuesta de optimización

ZULIA COSTA OCCIDENTAL

Tabla 17 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Occidental) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
El Rincón 230	1,010057	1,008277
El Tablazo 230	1,050484	1,036808
Palito Blanco 230	1,011122	1,009137
Peonías_230A	1,052412	1,042237
Peonías_230B	1,052376	1,042204
Pta Piedras 230	1,015996	1,007794
Punta Iguana_230	1,022282	1,013632
Punta Palma_230A	1,058135	1,04596
Punta Palma_230B	1,058119	1,045947
TZ_II_230	1,01	1,01
TZ_IV_230	1,024776	1,024776
Trinidad 230	1,021136	1,013559

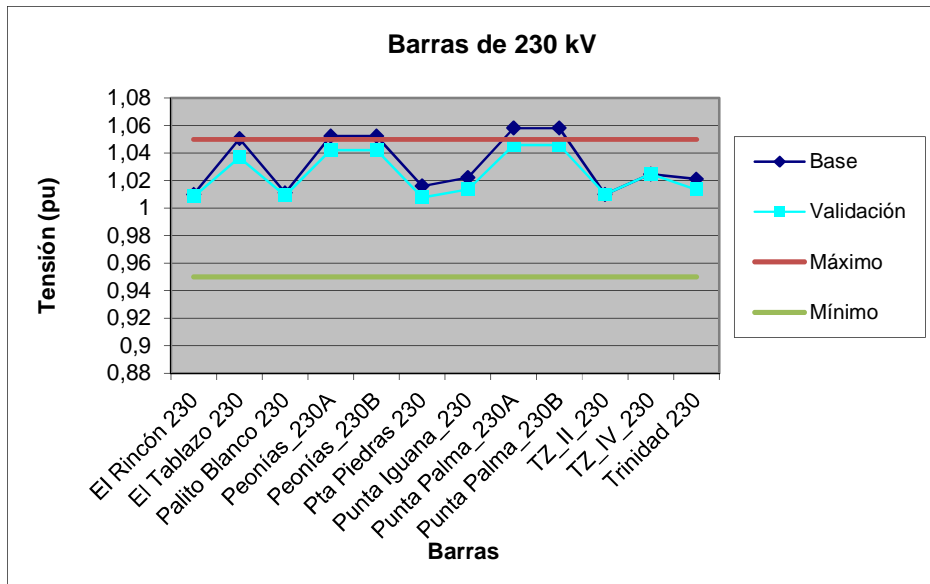


Figura 33 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Occidental) para la propuesta de optimización

ZULIA COSTA ORIENTAL

Tabla 18 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Oriental) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
Cabimas 230	1,021596	1,009769
Las Morochas 230	1,00729	0,9968393

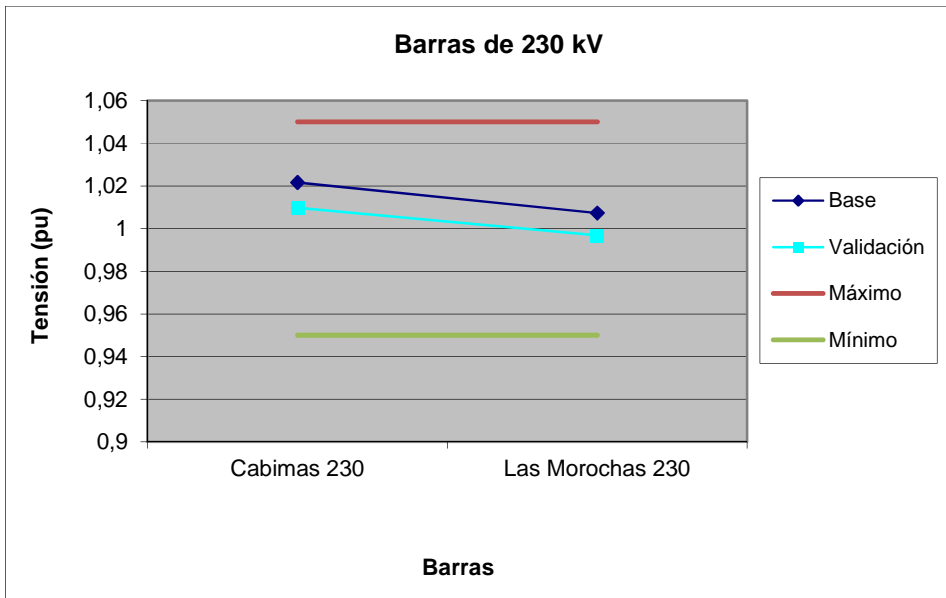


Figura 34 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Zulia Costa Oriental) para la propuesta de optimización

SECTOR PETROLERO ORIENTE

Tabla 19 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sector Petrolero Oriente) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
RefineríaT1_230	0,9130224	0,9146067
RefineríaT2_230	0,9129492	0,9145386

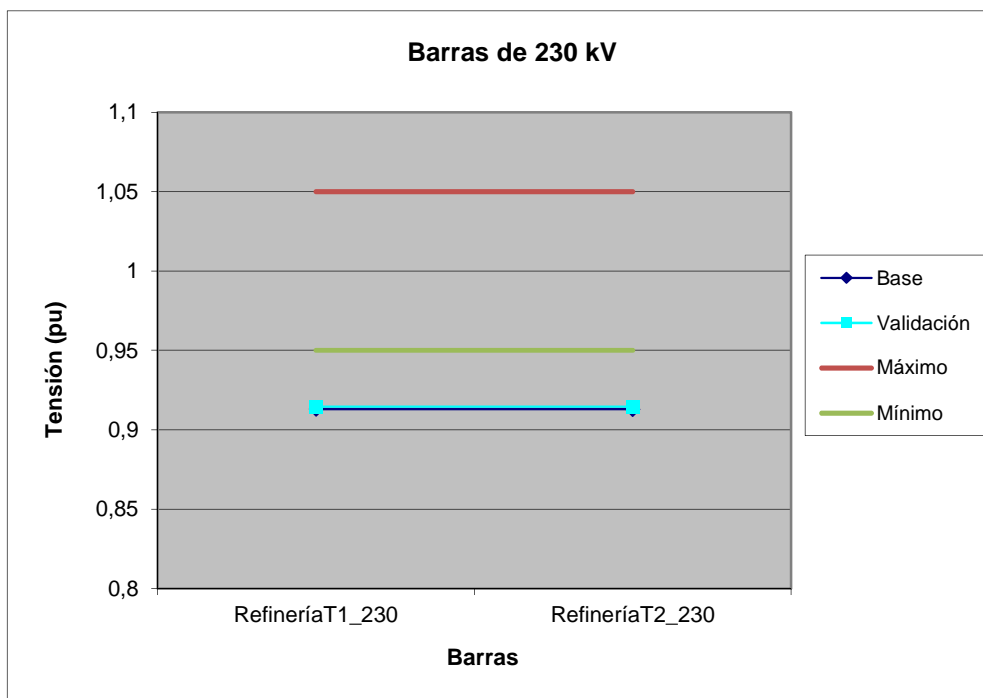


Figura 35 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sector Petrolero Oriente) para la propuesta de optimización

SECTOR PETROLERO OCCIDENTE

Tabla 20 Perfil de Tensión de las Barras de 230 kV (Sector Petrolero Occidente) para la propuesta de optimización

Barras	Base	Validación
SP_230	1,006444	0,9961371

En los perfiles de tensión de las diferentes aéreas del SEN no se observan cambios significativos entre el escenario base y el escenario optimizado propuesto.

- Pérdidas

	Base	Validación
Pérdidas activas	605,6	602,91

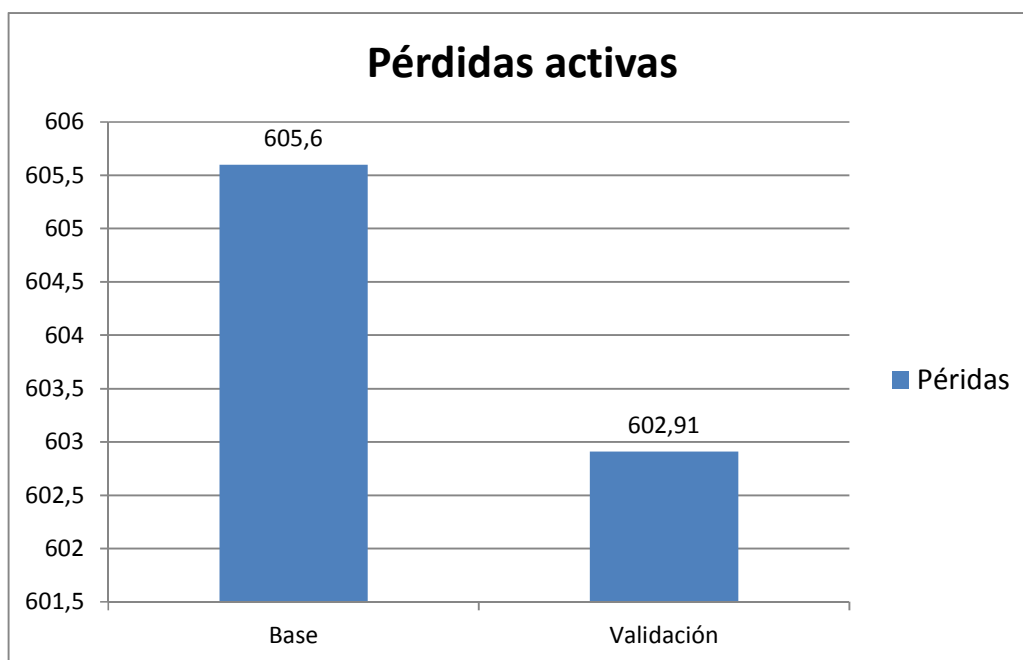


Gráfico 22 Pérdidas activas del SEN para la propuesta de optimización

Para el escenario de optimización final propuesto se obtiene una reducción de las pérdidas de 2,5 MW con respecto al escenario Base. Si esta reducción fuese durante todo el día, equivaldría al ahorro diario de 18 mil litros de gasoil

- Reserva de reactivos

Tabla 21 Generación de Potencia Reactiva en las Maquinas más representativas del SEN

	Base	Validación
CRZ_05	10	10
CRZ_06	10	10
CRZ_07	153,8493	212,8029
CRZ_08	180,4405	249,5837
CRZ_09	158,2811	218,9331
Guri_01	-30,00112	-29,98814
Guri_02	-2,32414	-3,742025
Guri_04	58,29708	55,17362
Guri_08	106,4555	100,7518
Guri_09	106,4555	100,7518
Guri_10	106,4555	100,7518
Guri_11	35,07632	23,45879
Guri_12	35,07632	23,45879
Guri_13	35,07632	23,45879
Guri_14	35,07632	23,45879
Guri_15	35,07632	23,45879
Guri_16	35,07632	23,45879
Guri_17	35,07632	23,45879
Guri_18	35,07632	23,45879
Guri_19	35,07632	23,45879
P.Centro 1	3	3
P.Centro 3	20	20
TZCC1_01	7,527917	11,39643
TZCC1_02	7,527917	11,39643
TZCC1_03	57,5781	61,4724
TZCC2_04	-13,58259	-0,0485615
TZCC3_07	-12,85819	-0,04597158
TZCC3_08	-12,85819	-0,04597158
TZ_IV_10	14,40072	14,40072
TZ_IV_11	14,40072	14,40072

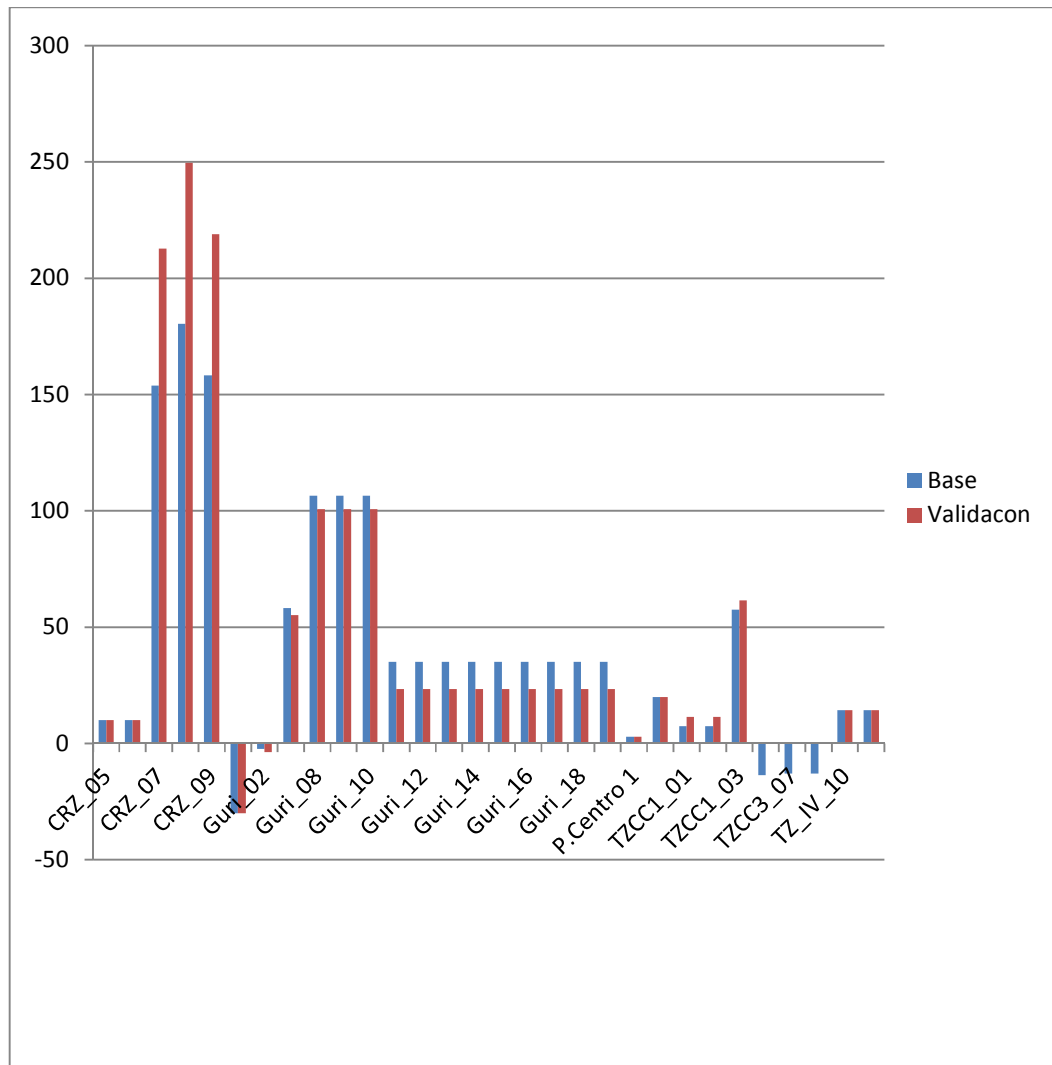


Gráfico 23 Generación de Potencia Reactiva en las Maquinas más representativas del SEN

Para el escenario de optimización final propuesto se observa una ligera disminución de la generación de reactivos en la región de Guayana y un incremento en Centro y Nor-occidente, es decir, un desplazamiento de la generación de reactivos hacia los centros de carga.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se aplicó una metodología de cálculo para la optimización de los recursos reactivos en el SEN, entre los cuales destacan los centros de generación al sur oriente y norte del país, así como los bancos de reactivos shunt, los transformadores con cambiadores de toma y 2 SVS.

Aun cuando no se cuenta con una aplicación que disponga de una metodología de cálculo que optimice de forma directa los recursos reactivos del sistema, del modelo propuesto se obtuvieron resultados favorables que se traducen en la reducción de las pérdidas activas del sistema y el aumento de la reserva de reactivos manteniendo la seguridad y la calidad del servicio.

Dichos resultados se presentaron de manera de atender las particularidades de cada área de operación y de obtener el mejor estado de la red bajo distintas condiciones de demanda. Ahora bien la optimización de los recursos reactivos de un sistema de potencia por el método del Punto Interior formula un algoritmo de complejidad polinomial el cual consiste en determinar una solución en una condición estable del sistema cuyos resultados se traducen en la mejora de algunos parámetros en la operación. Por ejemplo, la mejora de los perfiles de tensión en las áreas con deficiencia de generación de potencia reactiva, como se observa en el caso de demanda baja para el área de Zulia Costa Occidental y para el caso de demanda media a las áreas de Oriente, Centro y Sur Occidente, los cuales muestran mejoras significativas en sus perfiles de tensión al cumplir con los márgenes de seguridad del 5 % y el aumento general en todo el sistema de la reserva de reactivos, lo cual se traduce en la redistribución de la potencia y así el aprovechamiento del sistema de transmisión existente para el transporte de potencia.

Adicionalmente en ambos casos se obtuvo una reducción considerable de las pérdidas activas en el sistema, lo cual se traduce en mayor eficiencia de la transmisión de potencia y a su vez la minimización de los costos de operación.

Para los casos estudiados de Baja y Media demanda, la optimización de los recursos reactivos presentes en el SEN, respeta todas las restricciones funcionales que se establecieron, garantizando siempre la minimización de las pérdidas activas en las líneas de transmisión. Dicha optimización resultó en la redistribución de la potencia reactiva en el sistema, logrando así un aumento en las reserva de reactivos disponibles y la mejora de los perfiles de tensión.

Para las condiciones de Alta demanda no se logró una mejora significativa en el comportamiento de las tensiones o en la reducción de pérdidas. Esto puede ser atribuido a que para ese escenario están siendo utilizados todos las fuentes de reactivos y la configuración actual está muy cercana al óptimo.

Finalmente, como resultado del caso de estudio, se obtuvo una recomendación respecto a las posiciones actuales de los cambiadores de toma de los transformadores del sistema de 765 kV, presentes en la tabla 4.

RECOMENDACIONES

- Como ya se indicó el FPO establece o determina un comportamiento del sistema basado en sus restricciones (límites de operación), por esta razón es extremadamente importante tener conocimiento de las restricciones cuando se utiliza un software de FPO en caso contrario los resultados pueden ser mal interpretados.
- El método numérico utilizado para este trabajo fue el Método de Punto Interior, el cual es un método confiable y de amplia aplicación en la optimización de los sistemas de potencia, pero resulta importante confirmar los resultados obtenidos mediante otros métodos numéricos determinísticos o no determinísticos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Electric Power System Applications of Optimization.
- [2] JIMENEZ B. RODRIGO A, "Metodología de Optimización Simultanea de Energía y Servicios Complementarios para el Despacho Económico", Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.
- [3] CONTROL ÓPTIMO DE LOS RECURSOS DE POTENCIA REACTIVA EN LA OPERACION ESTACIONARIA DE SISTEMAS DE POTENCIA, Ing. Félix Fernando Gamarra Estrella, M.Sc, Universidad Nacional de Ingeniería, Rio de Janeiro Brasil
- [4] TORRES, G. L., QUINTANA, V. H., "An Interior Point Method for Nonlinear Optimal Power Flow Using Voltage Rectangular Coordinates," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-13, No. 4, pp. 1211-1218, November 1998.
- [5] TORRES, G. L., QUINTANA, V. H., "Nonlinear Optimal Power Flow in Rectangular form via Primaldual Logarithmic Barrier Interior Point Method", Technical Report 96-08, University of Waterloo, 1996.
- [6] GRANVILLE, S., "Optimal reactive Dispatch Through Interior Point Methods," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-9, No. 1, pp. 136--146, February 1994.

- [7] GRANDVILLE, S., MELLO, J.C.O., MELO, A.C.G., "Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996, pp. 1096-1103.
- [8] T. Dy Liacco, "Real-time computer control of power systems," Proceedings of the IEEE, vol. 62, no. 7, pp. 884–891, 1974.
- [9] Operations and control in Power Systems
- [10] CND Noticia e historia del Centro Nacional de Despacho (CND), www.mppee.gov.ve
- [11] Informe Anual del SEN, 2011, Centro Nacional de Despacho.

BIBLIOGRAFÍA

Mevludin Glavic, Louis Wehenkel (2004), *Interior Point Methods: A Survey, Short Survey of Applications to Power Systems, and Research Opportunities*, Technical Report

I.A. Farhat M.E. El-Hawary, *Interior point methods application in optimum operational scheduling of electric power systems*, Department of Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, Halifax, NS B3J 2X4, Canada

Julio César López Q., Jesús María López Lezama, José Roberto Sanches Mantovani, *Flujo de potencia óptimo reactivo descentralizado y coordinado en sistemas eléctricos de potencia multiárea*, Universidad Estadual Paulista (Brasil) Universidad de Antioquia (Colombia)

Edgardo D. Castronuovo, Jorge M. Campagnolo and Roberto Salgado, *New Versions of Interior Point Methods Applied to the Optimal Power Flow Problem*.

Aller, J. (2006). *Máquinas Eléctricas Rotativas. Introducción a la teoría general*. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas.

HUNEAULT, M., GALIANA, F. D., *A Survey of the Optimal Power Flow Literature*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-6, No. 2, pp. 762--760, May1991.

ANEXOS A

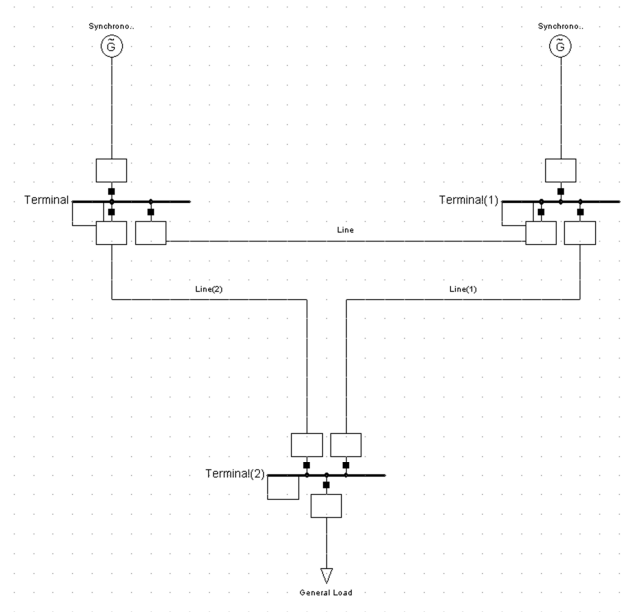
A. Pruebas de las diferentes Funciones Objetivo

Como se mencionó anteriormente se dispone de tres opciones de funciones objetivo, minimización de pérdidas activas, minimización de costos y minimización de racionamiento, las cuales tienen como objetivo:

- **Minimización de pérdidas activas:** El objetivo con esta función es encontrar el despacho tal que se minimicen las pérdidas activas en todo el sistema.
- **Minimización de costos:** La finalidad de esta función es alimentar todo el sistema al menor costo de operación, en función de los costos de combustible de los generadores.
- **Minimización de racionamiento:** La finalidad de esta función es minimizar los costos derivados del racionamiento.

Para determinar la función objetivo que se adapta de mejor manera a los requisitos de este trabajo, se realizaron pruebas con cada una de ellas, en distintos escenarios de demanda.

El sistema utilizado para esta prueba consta de dos generadores, una carga, tres barras y tres líneas de diferentes longitudes.



Se realizaron pruebas con cada función objetivo y en el caso de minimización de pérdidas se desarrollaron dos pruebas diferentes, en una el precio asociado al racionamiento era de 100 \$/MW y en el otro caso el precio era de 0 \$/MW.

En el caso de baja demanda los resultados obtenidos en cada prueba fueron:

		G1		G2		Carga		Tensiones en barra			Pérdidas	
		P	Q	P	Q	P	Q	1	2	3	P	Q
Min Costos		0	8,68	21,89	-2,62	20	5	1	1,05	0,97	1,89	1,06
Min Perdidas		15,52	4	5,37	11,03	20	5	1	1	0,95	0,88	0,41
Min Racion.	0 \$/MW	10,14	26,13	7,39	-20,85	14,9	3,73	1	0,95	0,95	2,64	1,55
	100 \$/MW	13,7	24,91	8,96	-18,35	20	5	1	0,96	0,94	2,66	1,57

En el caso de minimización de racionamiento con un costo por deslaste de carga de 0\$/MW se realiza el bote de carga sin necesidad, ya que solo se

busca cumplir con el menor costo de operación desde el punto de vista de costos de carga.

Con ninguna de las ecuaciones objetivo se obtienen resultados que afecten la seguridad del sistema, pero en el caso que se usó como función objetivo minimización de pérdidas se obtuvo el mejor perfil de tensiones y menores perdidas en el sistema.

Los resultados en el caso de demanda media fueron:

		G1		G2		Carga		Tensiones en barra			Perdidas	
		P	Q	P	Q	P	Q	1	2	3	P	Q
		Min Costos	0	46,1	54,95	-31,59	40	5	1	1,05	0,92	14,95
Min Perdidas	31,71	4,8	12,01	2,45	40	5	1	1,01	0,91	3,72	2,25	
Min Racion.	0 \$/MW	89,74	8,84	-47,22	7,48	21,22	2,65	1	0,72	0,88	21,3	13,66
	100 \$/MW	31,11	22,57	13,92	-14,46	40	5	1	0,97	0,9	5,04	3,11

Cuando el objetivo es minimizar los costos de generación el despacho de las maquinas se realiza de forma de obtener el menor costo, pero los márgenes de seguridad del sistema no son la prioridad.

Al buscar minimizar los costos por racionamiento usando un costo por deslastre de carga de 0 \$/MW, el óptimo deslastra carga sin necesidad y despacha las máquinas de forma insegura. Cuando el precio por deslastre de carga es de 100 \$/MW se opera el sistema de forma segura y se alimenta toda la carga, pero no ofrece ningún beneficio frente a la optimización con objetivo de minimización de perdidas, el cual opera igualmente de manera segura, alimenta toda la carga, tiene el mejor perfil de tensiones y menores perdidas.

Y por último los resultados obtenidos en el caso de máxima demanda fueron:

		G1		G2		Carga		Tensiones en barra			Perdidas	
		P	Q	P	Q	P	Q	1	2	3	P	Q
		Min Costos	29,3	50,33	65,97	-29,13	70	5	1	1,05	0,84	25,27
Min Perdidas	57,24	6,95	26,24	6,62	70	5	1	1,03	0,84	13,48	8,57	
Min Racion.	0 \$/MW	45,89	21,59	16,76	-12,38	54,18	3,87	1	0,97	0,86	8,46	5,33
	100 \$/MW	65,14	22,08	19,46	-7,77	70	5	1	0,96	0,82	14,6	9,3

Para este caso se observa que los resultados de todas las pruebas presentan valores fuera de los rangos de seguridad del sistema. Los mejores perfiles de tensión se presentan en las pruebas de minimización de racionamiento con un precio por deslastre de 0 \$/MW y en minimización de pérdidas, con la diferencia que en el caso de minimización de pérdidas se alimenta a toda la carga.

ANEXO XX
 RESULTADOS
 CASO MINIMA DEMANDA
 PERFIL DE TENSIONES

TRONCAL:

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Gurí 765	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
La Arenosa 765	0,9864911	1,093419	1,081352	1,040048	1,010309	1,00947	1,005907	1,014984
La Horqueta 765	0,9879501	1,097621	1,085813	1,044821	1,014968	1,013968	1,01304	1,020957
Malena 765	1,021706	1,071883	1,064233	1,042267	1,030626	1,030545	1,030587	1,030691
O.M.Z. 765	0,9904069	1,0976	1,083697	1,048948	1,020466	1,019278	1,018484	1,02321
San Gerónimo 765	1,006978	1,099204	1,084151	1,049844	1,026885	1,026268	1,027654	1,027505
Yaracuy 765	0,9694156	1,084227	1,073595	1,0376	1,007805	1,00575	1,000228	1,007512

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Barbacoa II 400	0,9899664	1,008871	0,9924373	1,019311	1,016729	1,015786	0,9739953	0,9738155
Cuatricentenario 400	1,054238	1,061287	1,060119	1,061281	1,060524	1,058359	1,039145	1,039186
Diego Lozada 400	0,9637675	0,9929797	0,97497	1,01099	1,010512	1,006662	0,9820043	0,9735822
El Tablazo 400	1,05778	1,065831	1,064489	1,066185	1,065327	1,062809	1,040762	1,040822
El Tigre 400	1,012389	1,027803	1,014943	1,030115	1,043399	1,042822	0,9857504	0,9854044
Furrial 400	1,011632	1,019372	1,014702	1,031798	1,044852	1,042633	0,9899994	0,9912875
Gurí A 400	1,03	1,03	1,03	1,03	1,055621	1,055825	0,9885528	0,9923157
Gurí B 400	1,043273	1,048081	1,049456	1,045092	1,062311	1,06137	1,009468	1,009123
Jose 400	0,9958985	1,01819	0,9984557	1,032377	1,024602	1,023549	0,9817206	0,981503
La Arenosa 400	1,011225	1,041752	1,039073	1,048619	1,049417	1,044553	1,013749	1,012092
La Canoa 400	1,016222	1,027472	1,018289	1,028994	1,046264	1,045911	0,9845381	0,9854637
La Horqueta 400	1,020514	1,044272	1,036396	1,055616	1,059236	1,05441	1,018235	1,010317
Planta Centro 400	1,008185	1,033239	1,031324	1,038838	1,038683	1,033697	1,002153	1,004753
San Gerónimo 400	1,021123	1,059142	1,024037	1,055309	1,061777	1,060943	1,009407	0,999963
Santa Teresa 400	0,9646188	0,9940761	0,9755065	1,012665	1,012265	1,00843	0,9831021	0,9746437
Yaracuy 400	1,031918	1,047357	1,044236	1,049004	1,048531	1,043577	1,009241	1,010205

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Barbacoa_Il_230	0,9947563	1,009984	0,9970231	1,017743	1,017549	1,016647	0,9794393	0,9793737
Barquisimeto_230	0,9973134	1,023503	1,023966	1,040254	1,030502	1,025285	1,00211	1,000831
C.Bolívar 230	1,036853	1,044833	1,038928	1,049554	1,066419	1,065845	1,010646	1,013785
Cabudare 230	1,003779	1,03135	1,031914	1,048016	1,038436	1,03317	1,009728	1,00846
Diego Losada 230	0,9628689	0,9906925	0,9751895	1,006236	1,005516	1,001603	0,9798696	0,9715934
El Tigre 230	1,077012	1,092505	1,079817	1,096451	1,109685	1,1089	1,049775	1,049852
Gurí 230	1,060305	1,060965	1,060544	1,061894	1,090275	1,090538	1,021083	1,03024
La Arenosa 230	0,9858819	1,040044	1,043502	1,046735	1,045554	1,040475	1,020309	1,019368
La Horqueta 230	1,007106	1,043582	1,032607	1,048171	1,047657	1,044293	1,023332	1,017002
Oasis230	1,066454	1,082035	1,069233	1,086535	1,097832	1,097023	1,040846	1,040898
Planta Centro 230	1,013601	1,045868	1,045089	1,051981	1,0514	1,046317	1,017022	1,018722
Santa Teresa 230	0,9616013	0,9882458	0,9732438	1,003763	1,002943	0,9989904	0,9782105	0,9698826
Tiara 230	0,9842351	1,016757	1,003505	1,026693	1,026027	1,022378	1,00097	0,9936676
Yaracuy 230	1,024231	1,049606	1,049938	1,067843	1,057175	1,051857	1,027784	1,026412

CAPITAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Boyacá 230	0,9653411	0,9681518	0,9665982	0,9839487	0,9797992	0,974737	0,9785453	0,9668598
Convento 230	0,9668495	0,9723633	0,9692985	0,9875425	0,9839927	0,9792609	0,9800916	0,9692676
El Sitio 230	0,962745	0,9855349	0,9727096	1,000995	0,9996764	0,9955807	0,978742	0,969956
Junquito 230	0,9858824	0,9919084	0,9896692	0,9983133	0,9956656	0,9915409	0,9913589	0,983307
La Raisa 230	1,008897	1,017899	1,015285	1,014046	1,012864	1,0096	1,005872	1,001454
Magallanes 230	0,967608	0,9679591	0,9677888	0,9842206	0,9795853	0,9742679	0,9807393	0,9683825
O.M.Z. 230	1,011709	1,020574	1,018163	1,015787	1,014671	1,011454	1,007845	1,003679
Papelón 230	0,9879665	0,9979678	0,9938557	1,001029	0,9993533	0,9957427	0,991163	0,9848788
Pedreira 230	0,9869303	0,9969454	0,9928276	1,000011	0,9983328	0,9947172	0,9901312	0,9838382
Tacoa 230	0,98	0,98	0,98	0,996868	0,991889	0,9863209	0,9933943	0,9803766

GUAYANA

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Caruachi_400	1,031647	1,034563	1,0349	1,050322	1,061996	1,060136	1,022032	1,022564
El Callao II400	1,030483	1,03286	1,032965	1,049152	1,058967	1,057221	1,024744	1,025426
Guayana B 400	1,022217	1,025167	1,025318	1,04881	1,061132	1,058676	1,01728	1,018104
Las Claritas 400	0	0	0	0	0	0	0	0
Macagua II 400	1,025831	1,028107	1,028208	1,043718	1,053134	1,051458	1,02034	1,020992
Palital 400	1,022794	1,026134	1,025307	1,042281	1,057983	1,056075	1,005779	1,00739

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Furrial 230	1,035144	1,043817	1,038243	1,055682	1,068559	1,066363	1,012574	1,013772
Guayana A 230	1,035127	1,038788	1,036476	1,043868	1,061917	1,061473	1,010521	1,015034
Las Claritas230	0	0	0	0	0	0	0	0

ORIENTE

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
A.Lovera230	0,9830751	0,9932144	0,9846649	0,998492	0,9986325	0,9979233	0,9720942	0,972103
Casanay 230	0,9872042	0,996532	0,9895408	1,0038	1,00854	1,006894	0,9708823	0,9714174
Cumana II 230	0,9831681	0,9942743	0,9852621	1,000779	1,00231	1,001109	0,9681804	0,9684126
El Indio 230	1,001094	1,010319	1,004197	1,02125	1,032207	1,029911	0,9788131	0,9799158
Guanta II 230	0,9833668	0,995054	0,9851992	1,001138	1,001299	1,000482	0,9707098	0,9707199
J.Avanzadora 230	1,003475	1,012832	1,00657	1,023566	1,034106	1,031811	0,9813419	0,982416

CENTRO

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Termoeléctrica Carabobo	1,008215	1,033296	1,031377	1,038901	1,03875	1,033765	1,002224	1,004803

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Acarigua II 230	0,9802565	1,003382	1,003627	1,019977	1,010386	1,004901	0,9823631	0,9811437
Aragua 230	0,9720744	1,013078	1,004753	1,019698	1,018877	1,014835	0,9933932	0,9879626
Calabozo 230	0,9984015	1,045799	1,030393	1,050666	1,049534	1,044892	1,01919	1,01158
Caña de Azúcar 230	0,9658579	1,005819	1,0019	1,011004	1,010223	1,006421	0,9875624	0,9841939
El Macaro 230	0,9762425	1,015186	1,008435	1,020163	1,019479	1,015821	0,9959713	0,9913981
Las Flores 230	0,9807493	0,9981545	0,9982415	1,011254	1,003905	0,9985027	0,9805627	0,9796742
R.Chico II 230	0,9502535	0,9778726	0,9624786	0,9937612	0,9929275	0,9888539	0,9674257	0,9588653
San Diego 230	0,9704378	1,013545	1,013874	1,019009	1,018094	1,013983	0,9960584	0,9943938
San Fernando II 230	0,9779657	1,030515	1,013453	1,034247	1,03234	1,026598	0,9996313	0,9913717
Valencia 230	0,9705187	1,015939	1,01845	1,021594	1,020605	1,01632	0,9989928	0,9980832

CENTRO OCCIDENTE

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Manzano_230	1,016763	1,042483	1,042845	1,060352	1,049913	1,044584	1,02061	1,019266

HIDROS

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Hidrocentro PAO_II_230	0,9855956	1,03978	1,043239	1,046474	1,045292	1,040211	1,020037	1,019096
Hidrocentro PAO_I_230	0,9855956	1,03978	1,043239	1,046474	1,045292	1,040211	1,020037	1,019096
Inos Camatuy 230	0,9617393	0,9896046	0,9740787	1,005171	1,004449	1,000531	0,9787657	0,9704771

SUR OCCIDENTE

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Barinas IV 230	0,9670553	0,9777519	0,9777239	0,9865241	0,9818285	0,9773077	0,9654502	0,9649287
Buena Vista 230	0,9596894	0,9690211	0,9687531	0,9767743	0,9724065	0,9660782	0,9507072	0,9502334
El Vigía II 230	0,990026	0,9961539	0,9960056	1,007055	1,004895	0,9997192	0,9962998	0,9962611
Planta Páez 230	0,9605326	0,9709793	0,9708893	0,9801096	0,97542	0,9701538	0,9577607	0,9572662
San Agatón I 230	1,005055	1,007535	1,00748	1,013686	1,013268	1,01102	1,012473	1,012577
San Agatón II 230	1,006847	1,009987	1,009917	1,017774	1,017246	1,014399	1,01624	1,01637
Termobarrancas 230	0,9681481	0,9785342	0,9785071	0,9870518	0,9824925	0,9781029	0,9665896	0,9660832
Uribante 230	1,006894	1,010065	1,009994	1,017931	1,017397	1,014522	1,016381	1,016513

ZULIA COSTA OCCIDENTAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
El Rincón 230	1,023556	1,024461	1,024315	1,024381	1,0243	1,024158	1,021976	1,022008
El Tablazo 230	1,046569	1,053727	1,052613	1,053733	1,052615	1,050016	1,029379	1,029301
Palito Blanco 230	1,023668	1,024679	1,024516	1,024632	1,024542	1,024342	1,021791	1,021805
Peonías_230A	1,055507	1,060733	1,059898	1,060045	1,05939	1,057774	1,043447	1,043425
Peonías_230B	1,055477	1,060701	1,059867	1,060012	1,059358	1,057743	1,043423	1,0434
Pta Piedras 230	1,059378	1,063773	1,063087	1,064013	1,063341	1,0618	1,049109	1,049093
Punta Iguana_230	1,060788	1,065417	1,064696	1,065654	1,06494	1,063306	1,049943	1,049921
Punta Palma_230A	1,057449	1,063773	1,062778	1,063461	1,062548	1,06038	1,042483	1,04243
Punta Palma_230B	1,057438	1,06376	1,062765	1,063447	1,062535	1,060368	1,042474	1,042421
TZ_II_230	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
TZ_IV_230	1,03	1,03	1,03	1,033173	1,033285	1,033899	1,033675	1,034063
Trinidad 230	1,033537	1,0374	1,036775	1,034916	1,034562	1,033647	1,024038	1,024043

ZULIA COSTA ORIENTAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
Cabimas 230	1,020887	1,0292	1,028354	1,028301	1,024868	1,019475	0,9889357	0,9880405
Las Morochas 230	1,006749	1,015312	1,014621	1,014598	1,010585	1,004767	0,9728655	0,9720119

SECTRO PETROLERO ORIENTAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
RefineríaT1_230	0,9828055	0,9929999	0,9844039	0,9983061	0,9984474	0,9977344	0,9717649	0,9717738
RefineríaT2_230	0,9827951	0,9930215	0,9843986	0,9983445	0,9984862	0,9977709	0,9717198	0,9717287

SECTOR PETROLERO OCCIDENTAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7
SP_230	1,005808	1,014246	1,013564	1,013545	1,009594	1,003865	0,9724388	0,9715986

CASO MEDIA DEMANDA

PERFIL DE TENSIONES

TRONCAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Gurí 765	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015
La Arenosa 765	1,013175	1,124856	1,049679	1,046731	1,028451
La Horqueta 765	1,005674	1,119078	1,046653	1,044343	1,026676
Malena 765	1,030027	1,073165	1,044608	1,043434	1,029022
O.M.Z. 765	1,005778	1,115222	1,049431	1,04703	1,029766
San Gerónimo 765	1,027944	1,116017	1,0499	1,047917	1,027952
Yaracuy 765	1,000807	1,120691	1,048499	1,04732	1,028458

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Barbacoa_II_400	0,9514598	1,00181	1,001961	0,9818024	0,9809055
Cuatricentenario 400	1,038852	1,051113	1,046657	1,041642	1,03658
Diego Lozada 400	0,98079	1,023814	1,018587	1,000589	0,9974682
El Tablazo 400	1,051886	1,066123	1,060916	1,055107	1,049342
El Tigre 400	0,9903837	1,026372	1,025773	1,007434	1,012819
Furrial 400	0,9595437	1,003651	1,002534	0,9865588	0,9606238
Gurí A 400	1,03	1,039664	1,039165	1,03	1,03
Gurí B 400	1,045959	1,084176	1,084002	1,058585	1,047204
Jose 400	0,9617918	1,022641	1,023203	0,9998494	0,9982167
La Arenosa 400	1,027361	1,071898	1,066847	1,057155	1,047712
La Canoa 400	0,9970012	1,026107	1,025275	1,009342	1,013112
La Horqueta 400	1,034372	1,073452	1,068104	1,055583	1,047659
Planta Centro 400	1,02393	1,069684	1,064159	1,05452	1,043606
San Gerónimo 400	1,028912	1,087964	1,09062	1,056526	1,052451

Santa Teresa 400	0,9826147	1,026186	1,021135	1,002577	0,9994414
Yaracuy 400	1,055864	1,08343	1,070307	1,057663	1,048989

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Barbacoa_II_230	0,9461798	0,9860676	0,9859431	0,9697176	0,967999
Barquisimeto_230	1,020205	1,060063	1,056855	1,049007	1,022749
C.Bolívar 230	1,015733	1,041093	1,040376	1,029779	1,021495
Cabudare 230	1,027192	1,067591	1,064467	1,056752	1,031233
Diego Losada 230	0,9758944	1,016172	1,010398	0,9948786	0,9918766
El Tigre 230	1,046664	1,085684	1,08494	1,066182	1,050987
Gurí 230	1,037873	1,04	1,04	1,04	1,039376
La Arenosa 230	1,001822	1,058179	1,057939	1,053155	1,044338
La Horqueta 230	1,018824	1,064355	1,061097	1,051836	1,045222
Oasis230	1,032469	1,07191	1,071216	1,05272	1,039458
Planta Centro 230	1,028318	1,076788	1,072451	1,063899	1,048379
Santa Teresa 230	0,9746011	1,013409	1,00728	0,9921506	0,9894715
Tiara 230	0,9884835	1,032135	1,027525	1,015048	1,010111
Yaracuy 230	1,049571	1,08911	1,085699	1,07753	1,049721

CAPITAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Boyacá 230	0,9578741	0,965054	0,9639748	0,9623359	0,9621687
Convento 230	0,9576718	0,9704443	0,9685716	0,9653834	0,965001
El Sitio 230	0,9716918	1,005755	1,000397	0,9874449	0,985185
Junquito 230	0,9868623	0,9961738	0,9827497	0,9795039	0,9815508
La Raisa 230	1,018235	1,030352	1,002884	0,9982264	1,002922
Magallanes 230	0,9637215	0,9660167	0,9655802	0,9653589	0,9654022
O.M.Z. 230	1,021281	1,033063	1,00434	0,9997912	1,004784
Papelón 230	0,9920018	1,006565	0,9884115	0,982968	0,9854571
Pedreira 230	0,9901995	1,004801	0,9865996	0,9811413	0,9836372
Tacoa 230	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98

GUAYANA

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Caruachi_400	1,031913	1,068792	1,06855	1,05575	1,049089
El Callao II400	1,022726	1,088776	1,087467	1,059277	1,043831
Guayana B 400	1,017743	1,065178	1,064856	1,051697	1,04438
Las Claritas 400	1,002453	1,102536	1,100129	1,053107	1,027383
Macagua II 400	1,02264	1,054326	1,054064	1,044265	1,0389
Palital 400	1,006434	1,045929	1,045325	1,032168	1,022665

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Furrial 230	0,9786842	1,023755	1,022639	1,005952	1,023703
Guayana A 230	1,027783	1,044635	1,044255	1,038263	1,033837
Las Claritas230	1,033224	1,167017	1,164327	1,113986	1,051217

ORIENTE

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
A.Lovera230	0,9347112	0,9617208	0,9615876	0,9506746	0,9500094
Casanay 230	0,9055394	0,941646	0,9408838	0,927168	0,9315913
Cumana II 230	0,9127913	0,9468951	0,9464998	0,9330695	0,9344526
El Indio 230	0,9278635	0,9733981	0,9722214	0,9553867	0,965161
Guanta II 230	0,9316745	0,9628115	0,9626579	0,950077	0,9493102
J.Avanzadora 230	0,927327	0,972806	0,9716287	0,9548017	0,9635291

CENTRO

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Termoeléctrica Carabobo	1,023963	1,069712	1,064189	1,054549	1,043642

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Acarigua II 230	0,9991838	1,036901	1,033735	1,026348	1,001533
Aragua 230	0,9788146	1,028404	1,025331	1,015961	1,009021
Calabozo 230	1,00316	1,065873	1,062209	1,050276	1,041596

Caña de Azúcar 230	0,9696398	1,016548	1,014683	1,007946	1,00079
El Macaro 230	0,9823069	1,029151	1,026705	1,018905	1,011889
Las Flores 230	0,9893669	1,021101	1,018616	1,013139	0,9950644
R.Chico II 230	0,9616188	1,001795	0,9955366	0,9799806	0,9771706
San Diego 230	0,9783844	1,026174	1,025258	1,020133	1,012581
San Fernando II 230	0,9842845	1,052526	1,048566	1,035809	1,026254
Valencia 230	0,9802019	1,028927	1,02858	1,024302	1,016713

CENTRO OCCIDENTE

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Manzano_230	1,041345	1,08085	1,077503	1,069448	1,042184

HIDROS

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Hidrocentro PAO_II_230	1,001543	1,057921	1,057681	1,052896	1,044076
Hidrocentro PAO_I_230	1,001543	1,057921	1,057681	1,052896	1,044076
Inos Camatuy 230	0,9749912	1,015319	1,009538	0,9939993	0,9909936

SUR OCCIDENTE

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Barinas IV 230	0,9745269	0,9974079	0,9957892	0,9924909	0,9818327
Buena Vista 230	0,9459583	0,9730214	0,9711625	0,9680856	0,9594579
El Vigía II 230	0,9720615	0,9918472	0,9908942	0,9898124	0,9857216

Planta Páez 230	0,9632723	0,9882413	0,9865803	0,9833813	0,9732544
San Agatón I 230	0,99063	0,9994521	0,9990876	0,9987589	0,9972417
San Agatón II 230	0,9886785	0,9998481	0,9993866	0,9989704	0,9970495
Termobarrancas 230	0,975402	0,997619	0,9960472	0,9928446	0,9824957
Uribante 230	0,9885354	0,9998179	0,9993517	0,9989313	0,996991

ZULIA COSTA OCCIDENTAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
El Rincón 230	1,011902	1,013484	1,013022	1,012428	1,01172
El Tablazo 230	1,039166	1,051762	1,047457	1,042511	1,037146
Palito Blanco 230	1,012694	1,014495	1,013955	1,013284	1,012506
Peonías_230A	1,05032	1,059146	1,056065	1,052474	1,048574
Peonías_230B	1,050293	1,059114	1,056034	1,052445	1,048547
Pta Piedras 230	1,03517	1,042828	1,040209	1,037197	1,033935
Punta Iguana_230	1,038035	1,046116	1,043353	1,040179	1,036738
Punta Palma_230A	1,051001	1,061959	1,058183	1,053822	1,049092
Punta Palma_230B	1,050991	1,061946	1,058171	1,053811	1,049082
TZ_II_230	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
TZ_IV_230	1,017578	1,017578	1,017578	1,017578	1,017578
Trinidad 230	1,026881	1,032454	1,030339	1,027757	1,024823

ZULIA COSTA ORIENTAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
Cabimas 230	1,015821	1,030678	1,02728	1,022638	1,015091
Las Morochas 230	1,003528	1,018944	1,016082	1,011751	1,003511

SECTOR PETROLERO ORIENTAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
RefineríaT1_230	0,9345158	0,9616703	0,9615363	0,9505649	0,9498962
RefineríaT2_230	0,9344473	0,9616871	0,9615527	0,9505468	0,949876

SECTOR PETROLERO OCCIDENTAL

Barras	Base	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4
SP_230	1,002642	1,017834	1,015011	1,01074	1,002622

