



La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**“ANÁLISIS TÉCNICO-COMERCIAL DE LAS CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS RECUPERADORA Y EL CARMEN DE LA
EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y
SANEAMIENTO BAJO EL MARCO REGULATORIO DERIVADO DEL
MANDATO CONSTITUYENTE No. 15”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

JUAN PABLO PEÑA YAGUACHE
jpablopy@hotmail.com

DIRECTOR: DR. JESÚS JÁTIVA IBARRA
jjativa@yahoo.com

Quito, noviembre 2010

DECLARACIÓN

Yo Juan Pablo Peña Yaguache, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Juan Pablo Peña Yaguache

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Pablo Peña Yaguache, bajo mi supervisión.

Dr. Jesús Játiva I.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Dejar en estas páginas un testimonio de gratitud, deja de ser un convencionalismo para convertirse en un imperativo categórico, que denota la obligación moral e incondicional de dejar suscrito los inefables actos de generosidad que hicieron posible la culminación de este trabajo y de mi carrera profesional, para que aquellos que alguna vez se tomen la molestia de leer este modesto aporte mío a la ingeniería, sepan que el esfuerzo personal siempre se ve estimulado con el apoyo y el cariño de la gente.

He tenido la fortuna de compartir los sinuosos caminos de la ciencia a lado de las mentes más brillantes, en las aulas de la mejor y más prestigiosa institución académica del país, la Escuela Politécnica Nacional. Rindo homenaje de gratitud a sus maestros y estudiantes, cuyas altísimas competencias morales e intelectuales, los hacen merecedores del respeto y la admiración de quien hoy puede preciarse del enorme privilegio de ser politécnico. Especial gratitud merece la humanidad del Dr. Jesús Játiva I., mi maestro, a quien lo precede un esclarecido dominio en el ámbito de la ingeniería y la desprendida orientación en la dirección de este trabajo.

No podría dejar nunca de ser parte de este testimonio de gratitud, la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, en la persona de su Gerente General Ing. Othón Zevallos; y, mi agradecimiento imperecedero a los ingenieros Antonio Villagómez y Rosario Rosero, la señora Socorrito Cabezas y el doctor Ricardo Ordóñez, funcionarios de la Dirección de Hidroelectricidad y muy caros amigos, cuyas generosas atenciones sólo confirman la nobleza de sus espíritus.

Viene a mi mente el día en que, cargado de sueños y esperanzas, deje mi tierra allá en el sur, en la busca de nuevas realizaciones. Mi gratitud hacia Quito y su gente, mi segunda tierra, por el cariño con que me abrió sus brazos y me acogió en su seno, por muchas e innumerables satisfacciones y por la promesa de otras mejores.

DEDICATORIA

En el despuntar del alba, en cada momento que precede a la última mirada de realidad, en cada oración que sigilosamente elevo al cielo, en la soledad de mi silencio, en cada ruidosa y convulsiva marcha de mis días, en cada minuto y en cada instante hasta el último que me toque vivirlo, nunca dejo de rendir tributo de agradecimiento a los años y a la vida, por lo que tengo y lo que soy en mi familia.

Este es el homenaje más próximo que puedo rendir a la memoria de mis ausentes padres Carlos Eduardo y Luz Victoria. En tributo a su cariño, a su amor, a su entrega para vencer las adversidades, a su esfuerzo y coraje para vencer el desaliento, a su imponderable ejemplo de honestidad y honradez que son la fuerza inspiradora, que he aprendido junto a mis hermanos, para ejercer el pleno dominio y autoridad sobre las circunstancias y contingencias que el patín del tiempo nos depara. Porque a pesar de no estar junto a nosotros, nuestras voluntades se moldearon de las suyas.

Y si en los designios de la Providencia estaba el no poder contar con mis padres mucho tiempo, ella me dejó bajo el amparo y el amor de hombres de bien que han dignificado su memoria y su legado, mis hermanos mayores. Este también es el modesto reconocimiento que hago a mis hermanos Carlos Eduardo, Luis Alfonso, Antonio José y Ernesto Vladimir, en gratitud a su esfuerzo y sacrificio de padres de velar por mi bienestar tan lejos del hogar querido. También debo mi gratitud a las queridas compañeras de nuestro hogar por más de veinte años, a Marcia y a Yesenia, por su cariño y lealtad incondicional con nuestra familia.

Aunque sé de antemano que mi deuda hacia ustedes resulta inconmensurable, espero algún día estar a la altura de sus bondades y de sus sacrificios.

Juan Pablo Peña Yaguache

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
RESUMEN.....	X
PRESENTACIÓN.....	XI
1. I	
INTRODUCCIÓN: DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS PAPALLACTA INTEGRADO Y LA MICA-QUITO SUR.....	1
1.1 GENERALIDADES.....	1
1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE QUITO.....	2
1.2.1 SISTEMA	
PAPALLACTA INTEGRADO.....	3
1.2.1.1 Recursos hídricos.....	3
1.2.1.2 Central Hidroeléctrica Recuperadora.....	6
1.2.1.2.1 Grupo turbina-generator-excitatriz.....	9
1.2.1.2.2 Subestación Recuperadora.....	11
1.2.1.2.3 Estaciones de bombeo: Elevadora, Booster No. 1 y Booster No.2.....	12
1.2.1.2.4 Servicios auxiliares.....	14
1.2.2 SISTEMA LA MICA-QUITO SUR.....	15
1.2.2.1 Recursos hídricos.....	15
1.2.2.2 Central hidroeléctrica El Carmen.....	16
1.2.2.2.1 Grupo turbina-generator excitatriz.....	16
1.2.2.2.2 Subestación El Carmen.....	19
1.2.2.2.3 Servicios auxiliares.....	20
1.2.3 LÍNEA DE	
TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.20	

1.2.3.1	Tipo de conductor.....	23
1.2.3.2	Tipo de estructuras.....	24
2.	OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO EN PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE.....	25
2.1	ANTECEDENTES.....	25
2.2	PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS EQUIPAMIENTOS ELECTROMECÁNICOS.....	25
2.2.1	PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y ZONAS SEGURAS DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES.....	26
2.2.1.1	Límite por corriente de armadura.....	27
2.2.1.2	Potencia máxima.....	27
2.2.1.3	Potencia mínima.....	27
2.2.1.4	Límite por corriente de campo.....	28
2.2.1.5	Límite por margen de estabilidad en estado estable.....	33
2.2.2	CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE VOLTAJE ADICIONAL POR TAP EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES RECUPERADORA Y EL CARMEN.....	37
2.2.3	CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	38
2.2.3.1	Impedancia serie.....	38
2.2.3.2	Admitancia paralelo.....	41
2.2.4	CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL CABLE TRIPOLAR DE POTENCIA.....	43
2.2.4.1	Impedancia serie de secuencia positiva y negativa.....	46
	2.2.4.1.1 Resistencia en corriente alterna considerando las pérdidas en el aislamiento.....	46
	2.2.4.1.2 Reactancia inductiva.....	49

2.2.4.2	Reactancia capacitiva en secuencia positiva y negativa.....	50
2.3	OPERACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE ACUERDO A LA DISPONIBILIDAD DE CAUDALES EN LOS PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE.....	52
2.3.1	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CENTRAL RECUPERADORA Y CONSUMO DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO.....	53
2.3.2	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CENTRAL EL CARMEN.....	59
2.3.3	ÍNDICE DE PÉRDIDA DE CARGA.....	63
2.4	MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO A TRAVÉS DEL PROGRAMA POWER FACTORY BAJO DIFERENTES CONDICIONES OPERATIVAS.....	69
2.5	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS OPERATIVOS.....	76
2.5.1	CONDICIONES NOMINALES.....	76
2.5.2	ESTACIÓN LLUVIOSA.....	77
2.5.3	ESTACIÓN SECA.....	78
2.5.4	CONDICIONES CRÍTICAS.....	79
2.6	LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE QUITO COMO AGENTE DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	79
2.6.1	CONTRATOS DE PERMISO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS RECUPERADORA Y EL CARMEN.....	80
2.6.2	CONTRATOS REGULADOS A PLAZO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	80
2.6.3	PUNTOS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y NODO DE FRONTERA CON EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	82
3.	OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE QUITO CONSIDERANDO LA DERIVACIÓN A LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO EN PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE.....	88
3.1	ANTECEDENTES.....	88
3.2	DESCRIPCIÓN DE LA DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EEQSA.....	89
3.2.1	TIPO DE CONDUCTOR.....	89
3.2.2	TIPO DE ESTRUCTURAS.....	90
3.2.3	SUBESTACIÓN TABABELA.....	90
3.2.4	PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA DERIVACIÓN A LA SUBESTACIÓN TABABELA.....	93

3.3	CARGABILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO CONSIDERANDO LA DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EEQSA.....	93
3.3.1	EQUIVALENTE NORTON DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA...	96
3.3.2	EQUIVALENTE NORTON DE LA SUBESTACIÓN BOOSTER No. 1..	97
3.3.3	MODELACIÓN Y CÁLCULO DE LA CARGABILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO PARÁMETROS ELÉCTRICOS DISTRIBUIDOS.....	97
3.4	ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA EN LOS PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE, Y BAJO CONDICIONES CRÍTICAS DEL SISTEMA, CON LA DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA.....	103
3.4.1	ESTACIÓN LLUVIOSA.....	109
3.4.2	ESTACIÓN SECA.....	110
3.4.3	CONDICIONES CRÍTICAS.....	111
3.5	COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA MEDIANTE UN BANCO DE CAPACITORES EN LA BARRA DE 23 kV DE LA SUBESTACIÓN TABABELA.....	113
4.	LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES DE COMPRAVENTA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO AL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	116
4.1	ANTECEDENTES.....	116
4.2	CLIENTES DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO POR LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO MEE.....	117
4.3	LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO A PLAZO.....	121
4.4	LIQUIDACIÓN DE CONSUMOS PROPIOS DE LOS GENERADORES Y DE LOS AUTOGENERADORES EN EL MERCADO OCASIONAL.....	126
4.5	OTROS SERVICIOS A SER PAGADOS.....	127
4.6	LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA EN LOS MERCADOS DE CORTO Y LARGO PLAZO PARA EL MES DE FEBRERO DE 2010.....	128
4.7	LIQUIDACIÓN SINGULARIZADA DE LAS TRANSACCIONES POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL MES DE FEBRERO DE 2010.....	138
4.8	LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE ABRIL DE 2009 Y MARZO DE 2010 CONSIDERANDO LOS CONTRATOS DE PERMISO DE LAS CENTRALES RECUPERADORA Y EL CARMEN.....	142

4.9 OBLIGACIONES DE PAGO PENDIENTES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO.....	145
4.10 ANÁLISIS DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE ACORDAR UN NUEVO CONTRATO DE PERMISO COMO AUTOPRODUCTOR DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CARMEN.....	147
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	154
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	164
ANEXOS.....	166

RESUMEN

Se realiza la descripción técnica del proceso de generación de energía eléctrica de las centrales Recuperadora y El Carmen, pertenecientes a los dos principales sistemas de abastecimiento de agua potable de la ciudad de Quito: Papallacta Integrado y La Mica-Quito Sur respectivamente, mediante el aprovechamiento de los desniveles existentes entre las captaciones y las plantas de tratamiento de agua potable.

A través de los estudios de flujo de potencia, se determina el comportamiento del sistema frente a los escenarios determinados por las estaciones climáticas lluviosa y seca, y ante la inminente interconexión de la subestación Tababela de la Empresa Eléctrica Quito S.A., a través de la derivación de la línea de transmisión actual.

Además, se establecen las implicaciones comerciales de las actuales figuras de contratos regulados, en las transacciones por compraventa de la producción de energía de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento al Mercado Eléctrico Ecuatoriano MEE, desprendidas de las últimas regulaciones destinadas a la aplicación del Mandato Constituyente No. 15. Con ello, se determinan correctamente los nodos frontera de entrega-recepción de energía al MEE, comparando las facturaciones y liquidaciones hechas por el Centro Nacional de Control de Energía CENACE y de acuerdo a los contratos de permiso de generación como Autoprodutor y Generador de las centrales Recuperadora y El Carmen respectivamente.

PRESENTACIÓN

El análisis técnico del sistema eléctrico de potencia y el análisis comercial de la producción de energía eléctrica de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, se ha organizado en cinco capítulos bajo la estructura siguiente:

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN: DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS PAPALLACTA INTEGRADO Y LA MICA-QUITO SUR

Se realiza una breve descripción del proceso de generación de energía eléctrica de las centrales Recuperadora y El Carmen, a partir del aprovechamiento de los desniveles existentes entre las captaciones secundarias y los embalses de regulación, de los dos principales sistemas de abastecimiento de agua potable del Distrito Metropolitano de Quito: Papallacta Integrado y La Mica-Quito Sur. Se detallan las características físicas, eléctricas y mecánicas de los generadores, transformadores de potencia, estaciones de bombeo y línea de transmisión que componen el sistema eléctrico de potencia.

Capítulo 2. OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO EN PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE

En este capítulo se calculan los parámetros eléctricos de los generadores, línea de transmisión y el cable tripolar de potencia, así como los porcentajes de voltaje adicional por tap de los transformadores de las subestaciones. Se complementa con la determinación de las curvas de capacidad de los generadores para definir sus zonas seguras de operación. Adicionalmente, se destaca la influencia de las estaciones lluviosa y seca en la disponibilidad de caudales para la operación de las centrales y estaciones de bombeo. Con esto se realiza la modelación y simulación

del sistema, mediante el programa Power Factory, en diferentes escenarios operativos determinados por las estaciones climáticas. Como parte de este capítulo se analizan los contratos de permiso como Autoproductor y Generador de las centrales Recuperadora y El Carmen respectivamente, a fin de determinar el nodo frontera de entrega-recepción de la energía eléctrica al Mercado Eléctrico Ecuatoriano MEE.

Capítulo 3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE QUITO CONSIDERANDO LA DERIVACIÓN A LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO EN PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE

En este capítulo se desarrolla el análisis de la máxima cargabilidad de la línea de transmisión considerando la derivación hacia la subestación Tababela, mediante la determinación de las curvas de St. Clair en la zona del límite de caída de voltaje. Esto se ve complementado con el estudio de flujos de potencia, para diferentes escenarios marcados por las estaciones climáticas y por condiciones críticas de operación, a fin de establecer el comportamiento del sistema considerando la interconexión, especialmente en el perfil de voltajes. Con esto se logra determinar la compensación de potencia reactiva que es necesaria para el mejoramiento de los voltajes en las barras, a través de un banco de capacitores conectado en la barra de 23 kV de la subestación Tababela.

Capítulo 4. LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES DE COMPRA-VENTA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO AL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

Se presentan los clientes de la producción de energía de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, bajo la figura de contratos regulados a plazo, establecidos a partir de las regulaciones emitidas por el CONELEC para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15. Son presentados los procedimientos de la liquidación de las transacciones de comerciales por compraventa de energía al MEE, en función de las directrices emanadas por dichas regulaciones y por los contratos de permiso de generación de las centrales. Con un ejemplo desarrollado en este capítulo, se presentan las diferencias por el establecimiento del nodo frontera en la barra de Santa Rosa, en las liquidaciones efectuadas por el CENACE y de acuerdo a los contratos de permiso y las regulaciones vigentes.

Adicionalmente, se presenta a través de un ejemplo, las diferencias económicas que significaría el cambio de figura contractual a Autogenerador de la central El Carmen.

Capítulo 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. INTRODUCCIÓN: DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS PAPALLACTA INTEGRADO Y LA MICA-QUITO SUR

1.1 GENERALIDADES

La Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, anteriormente denominada Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito EMAAP-Q¹, es una entidad de derecho público con personería jurídica administrativa, operativa y financiera, que se rige por la ley de empresas públicas, su ordenanza de constitución y demás disposiciones legales y reglamentarias.

El objetivo fundamental de la empresa, de acuerdo a la misión trazada dentro del Plan Estratégico 2010-2014 constituye “proveer servicios de agua potable y saneamiento con eficiencia y responsabilidad social y ambiental”². No obstante, desde el inicio de la presente década, ha venido desarrollando proyectos de generación hidroeléctrica mediante el aprovechamiento de los desniveles entre las captaciones y las plantas de potabilización de agua cruda. Las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen son los proyectos de generación más importantes, con potencias nominales de 14,32 MW y 8,4 MW respectivamente.

La producción de energía eléctrica se destina principalmente al autoconsumo de las estaciones de bombeo del Sistema Papallacta, en tanto que los excedentes son entregados para su comercialización en el mercado. La delimitación con el mercado es el denominado punto frontera y está estrechamente vinculado con los permisos de generación. Las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen

¹A partir del 16 de abril de 2010, la Empresa Metropolitana de Agua Potable y Alcantarillado de Quito EMAAP-Q por disposición del Concejo Metropolitano de Quito a través de la Ordenanza Metropolitana No. 0306, pasa a llamarse Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento.

²Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, *Plan Estratégico 2010-2014*, en <http://www.emaapq.com.ec/>.

poseen contratos de permiso para *autogeneración* y *generación* de energía eléctrica respectivamente, otorgados por el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC.

Las connotaciones comerciales que se desprenden de estas dos figuras contractuales, sumados a los cambios regulatorios posteriores a la expedición del Mandato Constituyente No. 15, serán abordadas con mayor detalle en el transcurso del presente proyecto, puesto que son determinantes para el establecimiento de un o unos adecuados nodos frontera que permitan una justa liquidación de las transacciones comerciales por compraventa de energía en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano MEE³.

La producción de energía eléctrica de las centrales Recuperadora y El Carmen alcanzan aproximadamente 164 GWh al año, de los cuales alrededor de 54 GWh, se autoconsumen en las instalaciones de bombeo de agua cruda del sistema Papallacta; en tanto que los restantes son comercializados en el mercado [1].

En la actualidad, en virtud de los cambios emanados en las regulaciones hechas por el CONELEC para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito entrega, a través de la figura de contratos regulados, su producción de energía eléctrica destinada al mercado, a todas las empresas distribuidoras del país en forma proporcional a la demanda regulada de cada una de ellas.

1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE QUITO

Los sistemas Papallacta Integrado y La Mica-Quito Sur, constituyen dos de los principales sistemas de abastecimiento de agua potable del Distrito Metropolitano de Quito. Cada sistema añade un valor agregado a su finalidad operativa, al producir energía eléctrica mediante el aprovechamiento de los desniveles entre los embalses

³Mercado Eléctrico Ecuatoriano MEE es la actual denominación adoptada para referirse al anterior Mercado Eléctrico Mayorista MEM, a partir de las regulaciones posteriores a la expedición del Mandato Constituyente No. 15

y captaciones secundarias con las plantas de tratamiento de agua cruda. Las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen están asociadas a los sistemas Papallacta Integrado y La Mica-Quito Sur respectivamente, y cumplen desde el punto de vista hidráulico, mecanismos para atenuar la presión que el agua adquiere al descender por las tuberías de los sistemas de conducción en su paso hacia las plantas de tratamiento. Con esto, se puede advertir que la generación de energía eléctrica no es la razón ni la prioridad en el funcionamiento de estos sistemas. Esto último cobra mayor sentido, al contar cada central con un bypass junto a la entrada de las turbinas, para de esta manera no detener la provisión de agua cruda a las plantas de potabilización, en períodos en los cuales las centrales se encuentren fuera de operación a causa de mantenimientos programados o forzados ante una contingencia.

1.2.1 SISTEMA PAPALLACTA INTEGRADO [1].

1.2.1.1 Recursos hídricos

El sistema Papallacta Integrado entrega su producción de agua potable a los habitantes del sector norte de la ciudad de Quito, incluyendo la zona del nuevo aeropuerto en la localidad de Puembo, así como a las parroquias orientales del Distrito Metropolitano. Este sistema comprende una etapa inicial conocida como Papallacta I y una etapa posterior denominada Optimización Papallacta. Esta última se divide en dos subetapas denominadas: Ramal Norte y Ramal Sur, de las cuales sólo la primera se encuentra en operación.

La etapa inicial denominada *Papallacta I*, aprovecha las fuentes hídricas localizadas al suroriente de Quito, en la margen oriental de la cordillera, por lo que se requieren de tres estaciones de bombeo y de un túnel para atravesar el agua hacia el corredor interandino. La etapa *Papallacta I* comprende la captación, bombeo, conducción y tratamiento de agua de los ríos Blanco Chico, Tuminguina y Papallacta. Estas fuentes son captadas en cotas próximas a los 3100 m.s.n.m., bombeadas hasta la entrada del túnel Quito de cota 3725 m.s.n.m. y conducidas mediante un

sifón, que atraviesa el valle de Tumbaco, hasta la planta de tratamiento Bellavista. Anexa a esta etapa inicial, se ubica la central hidroeléctrica Recuperadora, que se encuentra en medio de un tramo del sifón que conecta el túnel Quito con la planta Bellavista. La etapa inicial del sistema Papallacta está en la capacidad de suministrar $3 \text{ m}^3/\text{s}$ de caudal mediante la operación en cascada de tres estaciones de bombeo denominadas Booster No. 2, Booster No. 1 y Elevadora. Cada estación de bombeo cuenta con cinco motores trifásicos de inducción asociados a cinco líneas de bombeo, de las cuales una es de respaldo o *back up*, con capacidad de impulsar cada una de ellas hasta $0,75 \text{ m}^3/\text{s}$ de agua cruda, venciendo un desnivel superior a los 600 m hasta la entrada del túnel Quito.

En la figura 1.1 se presenta el esquema de captación de los ríos Blanco Chico, Tuminguina y Papallacta. En tanto que en la figura 1.2 se muestra el esquema de los tramos de circulación forzada mediante bombeo, hasta la entrada del túnel Quito, perteneciente a la fase inicial del sistema Papallacta Integrado.

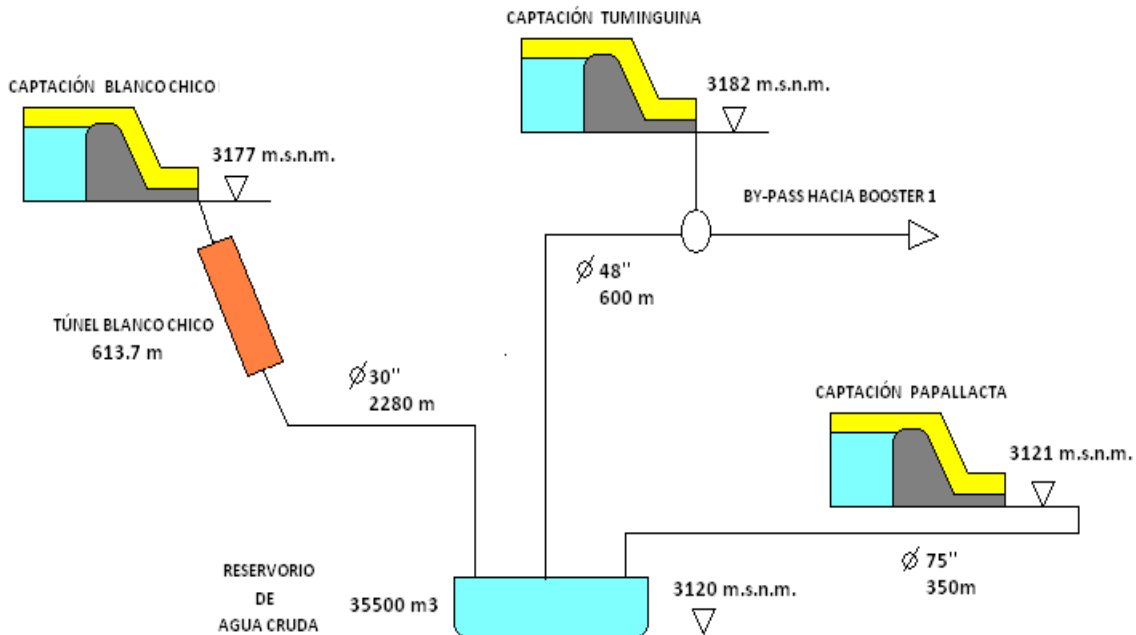


Fig. 1.1 Esquema de conducción de agua cruda desde las captaciones hasta el reservorio de agua cruda del Papallacta I

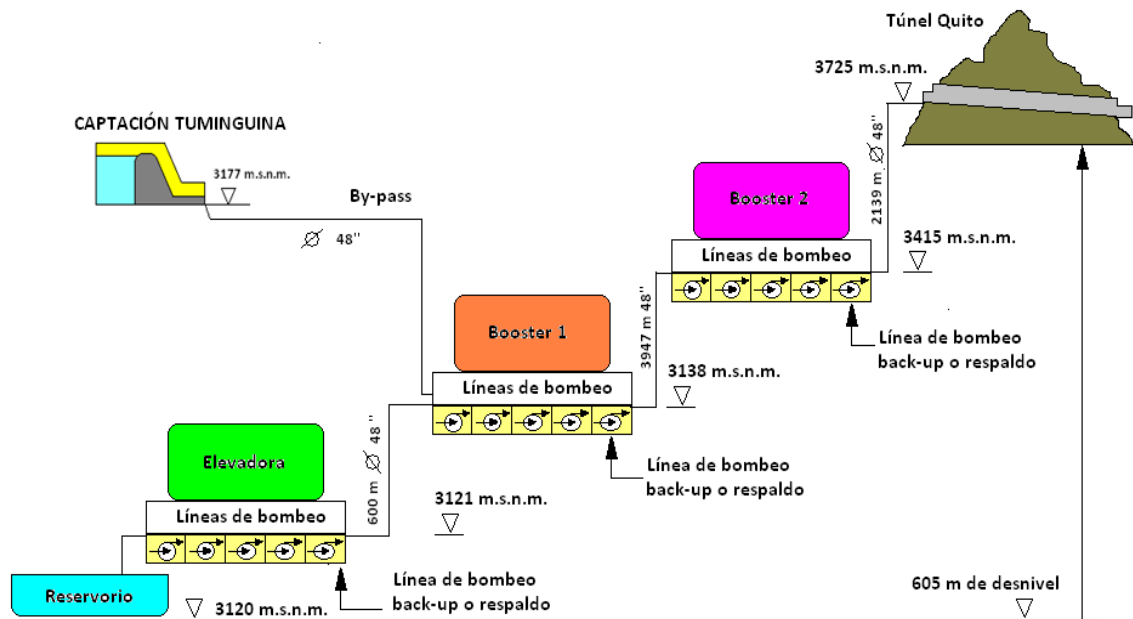


Fig. 1.2 Circulación forzada de agua cruda a través de las líneas de bombeo de cada estación.

El actual sistema de abastecimiento de agua por gravedad que está en operación es la etapa denominada *Optimización Papallacta Ramal Norte*. Su implementación estuvo justificada para reducir los altos costos de los sistemas de bombeo y para aumentar la capacidad actual de suministro de agua potable para la ciudad, con el aprovechamiento de las vertientes orientales. La fase inicial de este proyecto contempla la incorporación de fuentes que fluyen a gravedad hasta la entrada del túnel Quito, a través de captaciones que aprovechan el caudal de la laguna Sucos y del río San Juan. Esta etapa comienza en el río Salve Faccha, margen derecha del río Oyacachi, en la cota de los 3893 m.s.n.m. donde se desarrolla un sistema de conducción de 35,5 km que incluye tramos laterales. Se encuentra conformada por la presa y embalse Salve Faccha, el dique Mogotes, la laguna Sucos y captaciones secundarias de las fuentes Quillugsha 2, Quillugsha 3, Chalpi, Guaytaloma, Gonzalito, El Glacial y El Venado. Tanto la presa y embalse Salve Faccha, el dique Mogotes y las captaciones secundarias, se encuentran

asociadas a la conducción principal a través de los túneles Guaytaloma y Baños que finalizan en la entrada del túnel Quito, mientras que las captaciones de los ríos San Juan y del río y laguna Sucos desembocan directamente en la entrada del túnel Quito. Con esto, la etapa Optimización Papallacta Ramal Norte permite disponer por gravedad a la entrada del túnel Quito un caudal adicional de $1,6 \text{ m}^3/\text{s}$.

En las figuras 1.3 y 1.4 se presentan los esquemas generales de la operación del sistema Papallacta Integrado a través del sistema SCADA.

El control centralizado de la operación de los sistemas Papallacta Integrado, La Mica-Quito Sur y los restantes sistemas de suministro de agua potable del Distrito Metropolitano, desde los embalses y captaciones hasta las plantas de tratamiento de agua potable, pasando por los tramos de conducción, las estaciones de bombeo y las centrales hidroeléctricas asociadas, se lo realiza a través de un sistema de adquisición de datos y control SCADA.

La etapa denominada *Optimización Papallacta Ramal Norte*, es una fuente de reservas estratégicas de agua cruda para el Distrito Metropolitano de Quito, sus beneficios redundan en lograr una mejor planificación del abastecimiento mensual de agua por gravedad, lo que posibilita disminuir el caudal requerido por el sistema de bombeo en la tapa Papallacta I, lográndose planificar más acertadamente la operación de la central Recuperadora, los autoconsumos en sus tres estaciones de bombeo y consecuentemente la energía neta que está disponible para la venta en el mercado eléctrico.

1.2.1.2 Central Hidroeléctrica Recuperadora [1] [7]

La central hidroeléctrica Recuperadora, mostrada en la figura 1.5, se encuentra ubicada en el cantón Quito, parroquia de Pifo, sector Paluguillo, aproximadamente a 40 km al Este de la ciudad de Quito, sobre la cota 3114 m.s.n.m. a las coordenadas geográficas $0^{\circ}15'55''$ de latitud Sur y $78^{\circ}17'00''$ de longitud Oeste. La vía de acceso a la central es un camino de tercer orden en el sector Paluguillo a 1 km de la vía interoceánica.

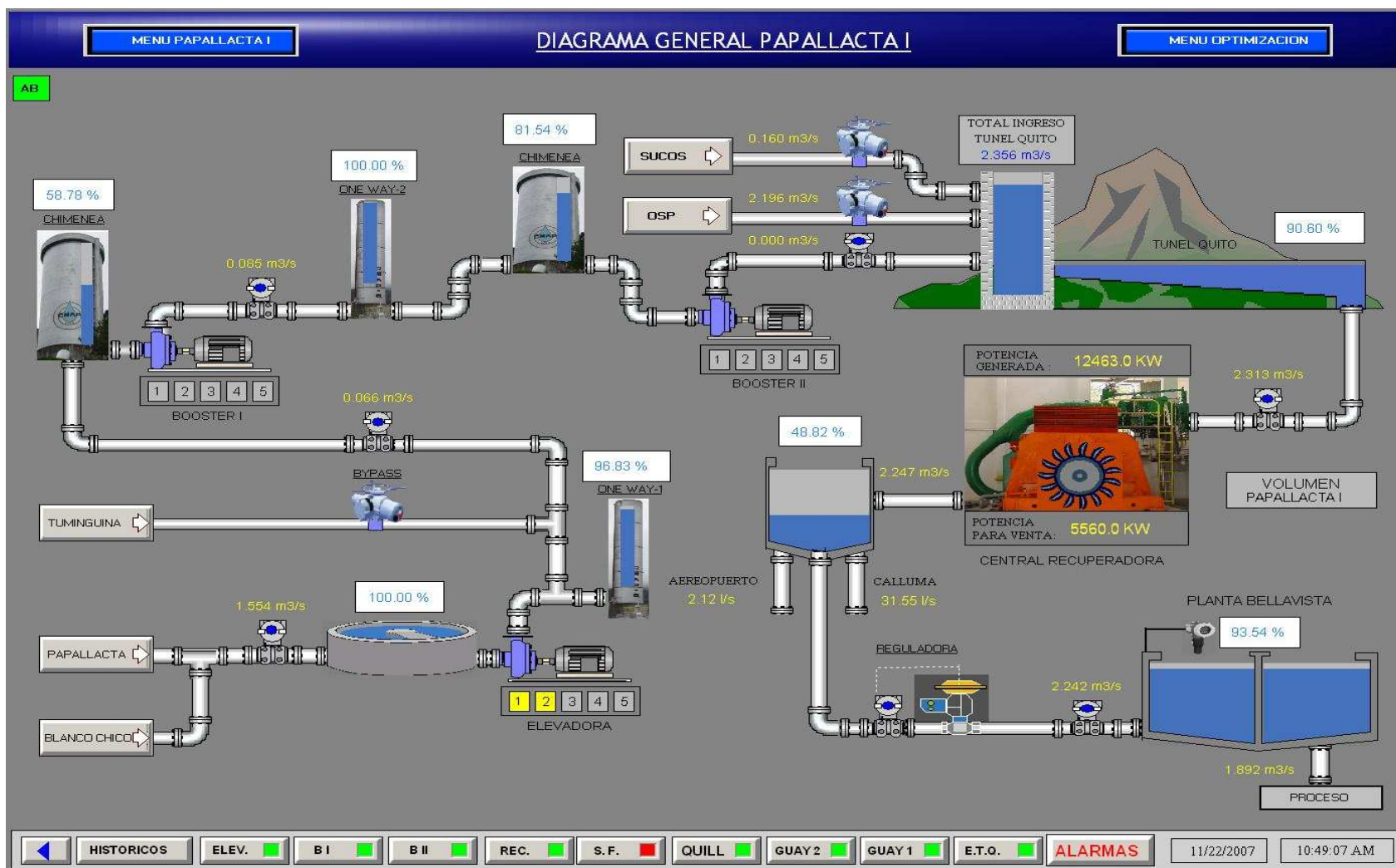


Fig. 1.3 Diagrama general de operación de la etapa Papallacta I

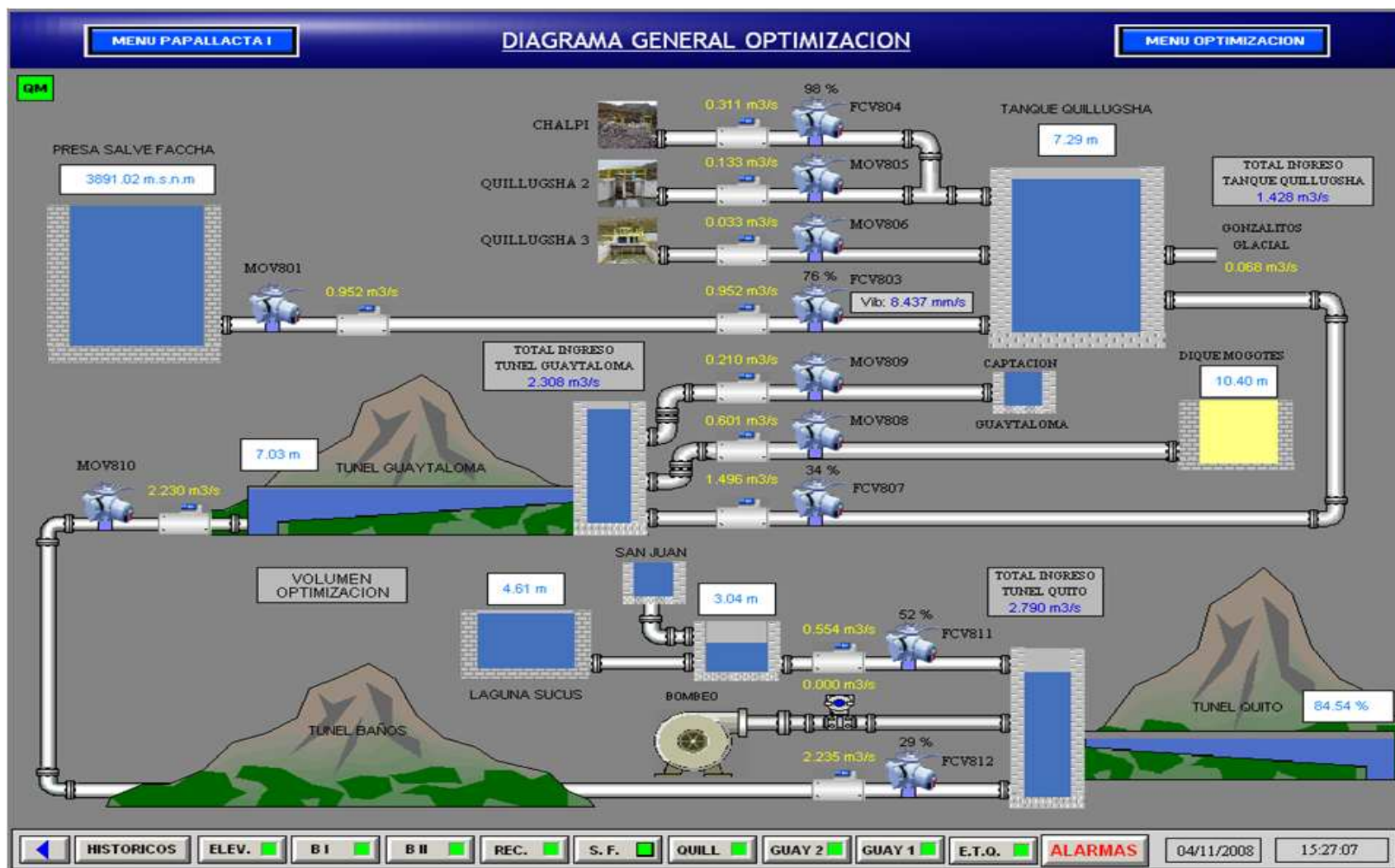


Fig. 1.4 Diagrama general de operación de la etapa Optimización Papallacta Ramal Norte



Fig. 1.5 Central hidroeléctrica Recuperadora

1.2.1.2.1 Grupo turbina-generador-excitatriz

Con una capacidad instalada de 14,32 MW, la unidad de generación de la central Recuperadora está compuesta por un conjunto electromecánico de turbina Pelton. En la figura 1.6 se observa el grupo turbina-generador de la central Recuperadora, y en las tablas 1.1, 1.2 y 1.3 se detallan los datos de placa de la turbina, del generador y de la excitatriz.



Fig. 1.6 Grupo turbina-generador de la central hidroeléctrica Recuperadora

Tabla 1.1 Datos de placa de la turbina

TURBINA	
Marca	SULZER-ESCHER WYSS
Ciudad de fabricación	RAVENSBURG ALEMANIA
Número	12222
Año de fabricación	1989
Tipo	PELTON
Caída bruta máxima	606,9 m
Caída neta de diseño	561,4 m
Caudal nominal	3 m ³ /s
Potencia nominal	14,76 MW
Velocidad sincrónica	720 rpm
Velocidad de desboque	1.355 rpm
Sentido de giro	ANTIHORARIO
Diámetro medio del rotor	1.270 mm

Tabla 1.2 Datos de placa del generador

GENERADOR	
Marca	SCHORCH
Tipo	DF 8342 K - BB 10
Número	46 447 703
Año	1989
Tipo	TRIFÁSICO SINCRÓNICO
Voltaje nominal	6.900 +/- 5% Y [V]
Corriente nominal	1.500 [A]
Potencia nominal	17.900 [kVA]
Régimen	S1
Factor de potencia	0,8
Frecuencia	60 [Hz]
Número de polos	10
Protección	IP 23
Velocidad sincrónica	720 rpm
Altitud de montaje	3.170 m.s.n.m.
Temperatura ambiente	30 °C
Momento de inercia	10.758 kgm ²

Tabla 1.3 Datos de fabricante de la máquina excitatriz

EXCITARIZ	
Marca	SCHORCH
Tipo	DDE 700/12, 5-32f192
Número	46 447 703
Regulador automático de voltaje	FSG201 AZ231
Potencia de salida	52/183 [kVA]
Corriente de entrada	110/205 [A]
Voltaje de entrada	280/525 [V]
Corriente de salida	2.2 [A]
Voltaje de salida	65 [V]

1.2.1.2.2 Subestación Recuperadora

La subestación de la central Recuperadora se encuentra a la intemperie y permite elevar 6,9 kV a 132 kV, y se encuentra localizada junto a la casa de máquinas de la central. Dispone de un transformador de potencia y de los equipos de seccionamiento, protección, medición y maniobras para controlar la salida a la línea de transmisión de 138 kV.

En las figuras 1.7 y 1.8 se observan una vista de la subestación y el transformador de potencia asociado a ésta respectivamente. En la tabla 1.4 se detallan los datos de placa más importantes del transformador de potencia, en tanto que en la tabla 1.5 se detallan las características de los interruptores tripolares de potencia aislados en hexafluoruro azufre SF₆.



Fig. 1.7 Subestación Recuperadora



Fig. 1.8 Transformador de potencia

Tabla 1.4 Datos de placa del transformador de potencia

TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
Marca		SCHORCH			
Tipo		TC18438			
Número de fabricación		4644770802			
Norma		IEC 76			
Potencia nominal (kVA)		18.000/12.600			
Fases		3			
Grupo de conexión		YNd11			
Posición	Voltaje nominal [V]		Corriente nominal [A]		Voltaje de cortocircuito
	A.T.	B.T	A.T.	B.T.	%
1	144.804		71.8/50.2		9,11/6,38
9b	131.996	6.900	78.7/55.1	1.506,1/1.054,3	8,73/6,16
17	119.188		87.2/61.0		8,47/5,93
Frecuencia (Hz)		60			
Tipo de refrigeración		ONAF/ONAN			
Duración de cortocircuito [s]		2			
Pérdidas en vacío (kW)		19			
Pérdidas en cortocircuito (kW)		95			

Tabla 1.5 Datos de placa de los interruptores tripolares de potencia

INTERRUPTOR TRIPOLAR DE POTENCIA	
Fabricante	NUOVA MAGRINI GALILEO
Dieléctrico	SF ₆
Tipo	1T-MHO-1P
Serie	148812
Voltaje nominal	170 kV
Corriente nominal	1.250 A
B.I.L.	750 kV
Capacidad de interrupción	25 kA
Capacidad de cierre	63 A

1.2.1.2.3 Estaciones de bombeo: Elevadora, Booster No. 1 y Booster No.2

Cada estación de bombeo se compone de cinco motores de inducción que impulsan a sus correspondientes cinco líneas de bombeo, de las cuales una es de *back-up* o de *respaldo*. Cada línea de bombeo está en la capacidad de impulsar

hasta 750 l/s (0,75 m³/s). En las tablas 1.6 y 1.7 se describen los datos de fabricante de los motores de impulsión de las estaciones de bombeo Elevadora, y Booster No. 1 y Booster No. 2 respectivamente.

Tabla 1.6 Estación de bombeo Elevadora

ESTACIÓN ELEVADORA	
Líneas de bombeo	5
Líneas de bombeo de respaldo	1
Capacidad de impulsión	750 litros/s
MOTOR TRIFÁSICO ASINCRÓNICO	
Marca	SCHORCH
Tipo	KR5832H-AB08
Serie	46447705/1
Construcción	IMV10
Protección	54
Potencia nominal	470 kW
Velocidad nominal	894 rpm
Aislamiento	F
Refrigerante	30 °C
Voltaje nominal	6.600 V
Corriente nominal	55 A
Factor de potencia	0.79
Frecuencia	60 Hz
Resistencia del estator	1.1684 Ω
ENSAYO CON ROTOR BLOQUEADO	
Corriente nominal	296.9 A
Potencia nominal	688.6 Kw
ENSAYO EN VACÍO	
Voltaje nominal	6600 V
Corriente nominal	23.30 A
Potencia absorbida	11.25 Kw

Tabla 1.7 Estaciones de bombeo Booster's 1 y 2

ESTACIONES BOOSTER No. 1 Y No. 2	
Líneas de bombeo	5
Líneas de bombeo de respaldo	1
Capacidad de impulsión	750 litros/s
MOTOR TRIFÁSICO ASINCRÓNICO	
Marca	SCHORCH
Tipo	KR6831G-AB02
Serie	46447706/1
Construcción	IMB3
Protección	54
Potencia nominal	2.800 Kw
Velocidad nominal	3.583 rpm
Aislamiento	F
Refrigerante	30 °C
Voltaje nominal	6.600 V
Corriente nominal	285 A
Factor de potencia	0.90
Frecuencia	60 Hz
Resistencia del estator	0.09345 Ω
ENSAYO CON ROTOR BLOQUEADO	
Corriente nominal	1696 A
Potencia nominal	3648 kW
ENSAYO EN VACÍO	
Voltaje nominal	6600 V
Corriente nominal	49.41 A
Potencia absorbida	70.25 kW

En la figura 1.9 (a) se observa los motores trifásicos de la estación de bombeo Booster No.2, que permiten impulsar el agua hasta la entrada del túnel Quito. En la figura 1.9 (b) se muestra una vista de la subestación Booster No. 2, donde a lo lejos se observa la laguna Papallacta origen del nombre del sistema.

Los transformadores de reducción puestos en servicio para las estaciones de bombeo Booster No. 1 y Booster No. 2, son de las mismas características del

transformador de potencia de la subestación Recuperadora que se describen en la tabla 1.4 (*Datos de placa del transformador de potencia de la subestación Recuperadora*).

La estación de bombeo Elevadora no posee una subestación propia, puesto que se conecta directamente con la barra de bajo voltaje de la subestación Booster No. 1 a través de un cable tripolar de potencia.



(a)



(b)

Fig. 1.9 (a) Unidades de impulsión de la estación Booster No. 2, (b) Transformador de la subestación Booster No. 2

1.2.1.2.4 Servicios auxiliares

El transformador de servicios auxiliares para corriente alterna de la central Recuperadora es de 500 kVA de potencia nominal, grupo de conexión YNd11, tipo de enfriamiento ONAN, y permite obtener una relación de transformación de 6.900/480 V. Se encuentra ubicado en la barra de 6,9 kV a la salida en bornes del generador sincrónico de la central Recuperadora.

Para los demás servicios auxiliares, tales como sistemas de iluminación y sistemas de corriente continua, se dispone de dos transformadores de 30 KVA monofásicos, tipo seco, relación 480/220-120 V.

1.2.2 SISTEMA LA MICA-QUITO SUR [2] [3] [4]

1.2.2.1 Recursos hídricos

El sistema La Mica Quito-Sur, suministra agua potable a los cerca de seiscientos mil habitantes del sur del Distrito Metropolitano de Quito. El sistema hidrográfico del sistema La Mica Quito-Sur se encuentra ubicado a 45 km. al sureste de la ciudad de Quito. La conducción de agua cruda se desarrolla en dirección noroeste hasta llegar al sector El Troje cerca del perímetro urbano del sector sur de Quito, en donde se ubica la planta de tratamiento del mismo nombre. El proyecto está concebido para conducir 1,7 m³/s de agua cruda.

Los recursos hídricos aprovechados por el sistema La Mica Quito-Sur se encuentran conformados por el embalse de la presa La Mica y las captaciones secundarias provenientes de los ríos Antisana, Jatunhuayco y Diguchi. Los afluentes que forman estas fuentes hídricas del proyecto, nacen de los glaciares del volcán Antisana cuyas aguas son captadas en la cota aproximada de 3920 m.s.n.m.

A diferencia de la central Recuperadora que emplea los caudales tanto a gravedad de la etapa *Optimización Papallacta Ramal Norte*, como de bombeo de la etapa *Papallacta I*, la central de generación El Carmen aprovecha únicamente caudales a gravedad. El embalse de la presa La Mica constituye un embalse de regulación, que complementa el caudal proveniente de las captaciones secundarias para satisfacer la demanda de la planta de tratamiento El Troje.

La conducción del agua cruda empieza desde el embalse La Mica a través de una tubería de presión que atraviesa varios túneles construidos para proteger las variantes más sensibles de la conducción. De esta tubería de conducción principal se unen los tramos de conducción correspondientes a las captaciones secundarias hasta llegar a la entrada de la turbina de la central El Carmen. Al igual que la central Recuperadora, la central hidroeléctrica El Carmen cumple, desde el punto de vista hidráulico, el papel de atenuar la presión del agua conducida por la tubería de presión. Esta oportunidad es aprovechada para generar energía eléctrica a través del

turbinado del agua recorrida. En el eventual caso de que la central no se encuentre en operación, ya sea por períodos de mantenimientos programados o forzados, la turbina consta de una tobera que actúa como bypass para que el agua continúe su tránsito hasta la planta de tratamiento. En el estanque de salida de la central, a través de un sifón, se conduce el agua hasta su destino final que es la planta de tratamiento de El Troje.

Vale la pena destacar que actualmente, el sistema La Mica-Quito Sur, suplementa los caudales requeridos por la planta de tratamiento de Puengasí perteneciente al sistema Pita, debido a que el estiaje ha reducido notablemente la afluencia de caudales de este sistema. Esto obliga al sistema a suministrar alrededor de $1,7 \text{ m}^3/\text{s}$ de agua cruda, destinados a completar la demanda de la planta de tratamiento El Troje de $0,76 \text{ m}^3/\text{s}$ y los restantes para la planta de tratamiento Puengasí.

En la figura 1.10 se muestra el esquema general de operación del sistema La Mica-Quito Sur, a través del sistema SCADA.

1.2.2.2 Central hidroeléctrica El Carmen [7]

La central hidroeléctrica El Carmen, que se muestra en la figura 1.11, se encuentra ubicada a 60 km aproximadamente al sureste de la ciudad de Quito, en la parroquia Píntag, cantón Quito, provincia de Pichincha. Se eleva en la cota de los 3304,5 m.s.n.m. en las coordenadas geográficas $0^\circ 27' 08''$ de latitud Sur y $78^\circ 13' 32''$ de longitud Oeste.

1.2.2.2.1 Grupo turbina-generador excitatriz

El grupo turbina-generador-excitatriz de la central hidroeléctrica El Carmen del sistema La Mica-Quito Sur, posee las características mostradas en las tablas 1.8 y 1.9

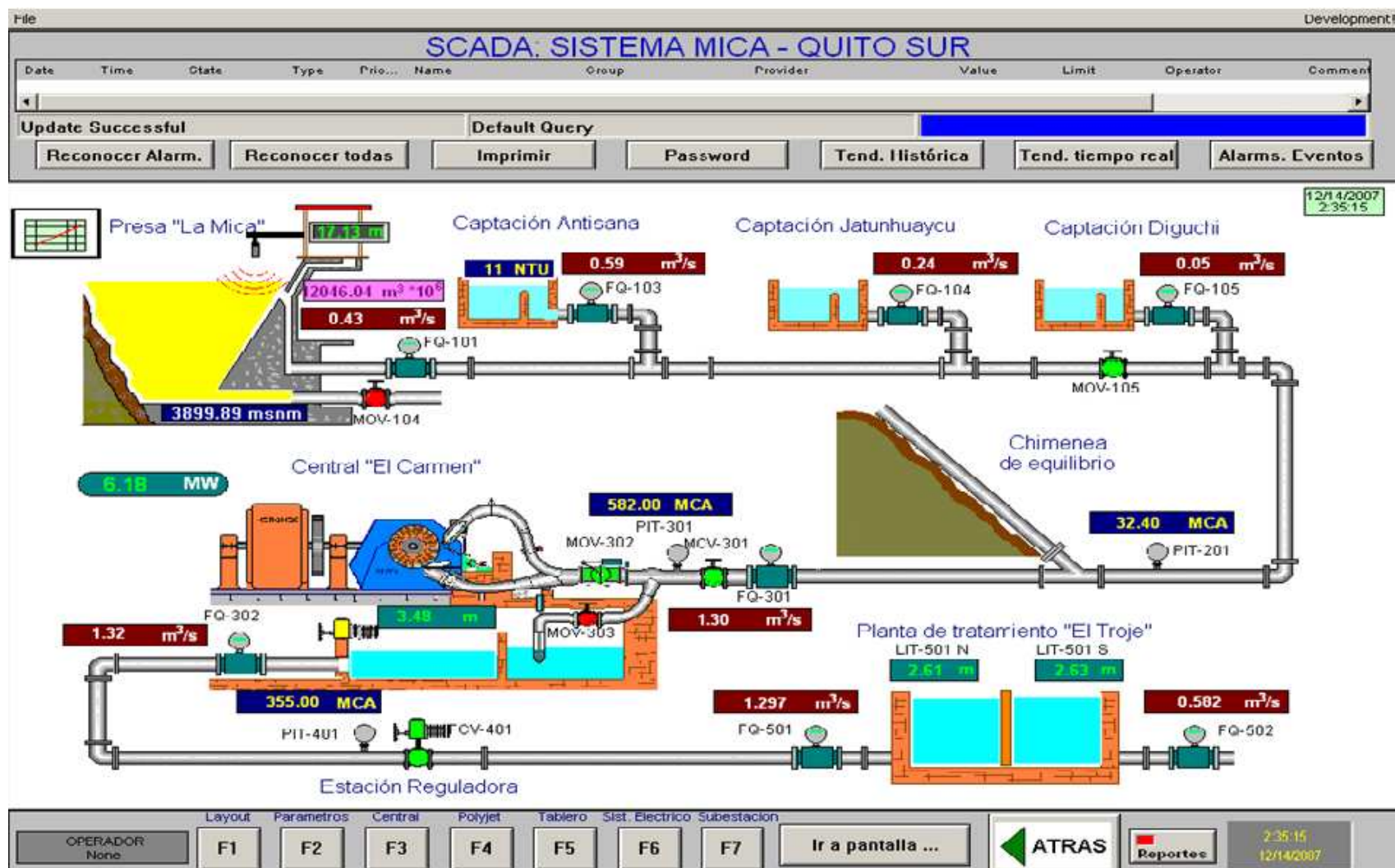


Fig. 1.10 Diagrama general de operación del sistema La Mica-Quito Sur



Fig. 1.11 Central hidroeléctrica El Carmen

Tabla 1.8 Datos de placa de la turbina

TURBINA	
Marca	VOITH HYDRO TOLOSA
Turbina	PELTON
Caída bruta máxima	611 m
Caída neta de diseño	544 m
Caudal máximo	2 m ³ /s
Caudal nominal	1,7 m ³ /s
Potencia nominal	9,599 MW
Velocidad sincrónica	720 rpm
Velocidad de desboque	1355 rpm

Tabla 1.9 Datos de placa del generador y de la excitatriz

GENERADOR	
Marca	SCHORCH LDW AEG
Tipo	S5E1000M60
Número	98-402009
Tipo	TRIFÁSICO SINCRÓNICO
Voltaje nominal	6.600 Y [V]
Corriente nominal	919 [A]
Potencia nominal	10500 [kVA]
Régimen	S1
Factor de potencia	0,8
Frecuencia	60 [Hz]

Velocidad sincrónica	720 rpm
Lugar de montaje	3.306 m.s.n.m.
Temperatura ambiente	30 °C
EXCITATRIZ	
Voltaje de excitación	94 [V] _{DC}
Corriente de excitación	6,6 [A] _{DC}

1.2.2.2.2 Subestación El Carmen



Fig. 1.14 Subestación El Carmen

La subestación de la central El Carmen, que se muestra en la figura 1.14, permite elevar 6,6 kV a 138 kV y se encuentra localizada junto a la casa de máquinas. La subestación cuenta con los equipos de seccionamiento, protección, medición y maniobras para controlar las dos salidas de la línea de transmisión de 138 kV. La primera salida de la línea de transmisión conecta la central hidroeléctrica el Carmen con la central hidroeléctrica Recuperadora del sistema Papallacta Integrado y la segunda conecta la central El Carmen con el Sistema Nacional Interconectado SNI en la subestación Santa Rosa. Los interruptores de potencia instalados en la subestación El Carmen son de similares características a los usados en la subestación Recuperadora.

Los datos técnicos más importantes del transformador de potencia de la subestación, se muestran en la tabla 1.10 tomados de los datos de placa del fabricante.

Tabla 1.10 Datos de placa del transformador de potencia

TRANSFORMADOR DE POTENCIA			
Marca		SCHORCH	
Norma		IEC 76	
Potencia nominal (kVA)		10.000/12.500	
Fases		3	
Grupo de conexión		YNd11	
Posición	Voltaje nominal [V]		Voltaje de cortocircuito [%]
	A.T.	B.T	%
1	154.560		11.59
9b	138.000	6.600	11.04
17	121.440		10.99
Frecuencia (Hz)		60	
Tipo de refrigeración		ONAF/ONAN	
Duración de cortocircuito		2	

1.2.2.2.3 Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares conformados por equipos alimentados de corriente alterna de la central El Carmen, consumen energía proveniente de un transformador de reducción de 500 kVA con relación de transformación 6,6/0,48 kV. Cuenta asimismo con otro transformador de 100 kVA con relación de transformación 480/208-120 V para el suministro de energía a los sistemas de iluminación y tomas de la central.

1.2.3 LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

[7]

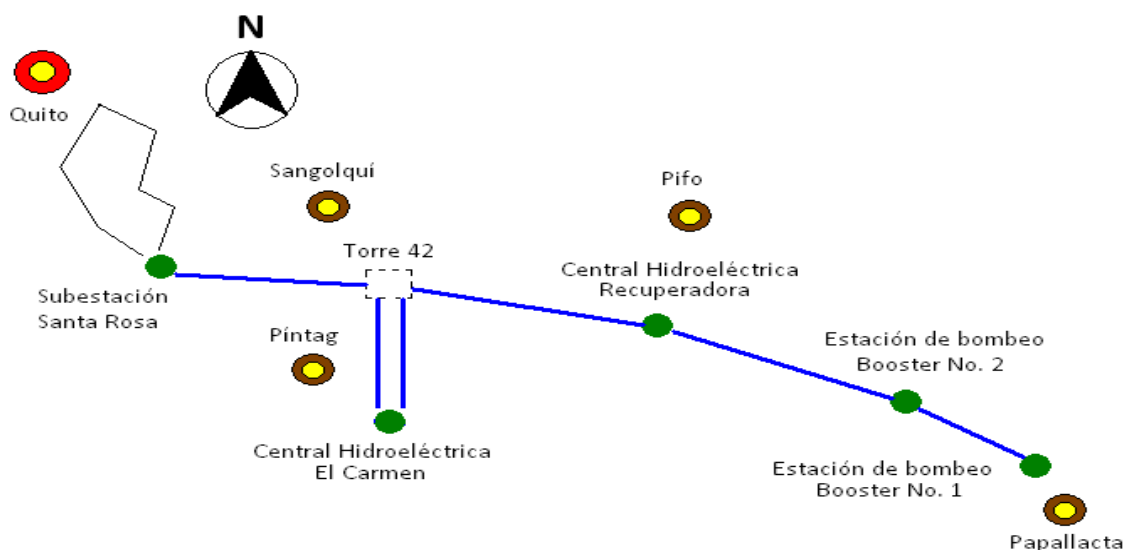


Fig. 1.15 Línea de transmisión Santa Rosa-Booster No. 1 a nivel de 138 kV

La línea de transmisión del sistema eléctrico de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento interconecta *eléctricamente* al Sistema Nacional Interconectado SNI con los sistemas de suministro de agua potable: Papallacta Integrado y La Mica-Quito Sur. La línea de transmisión une entre sí las barras a nivel de 138 kV de las subestaciones Santa Rosa del SNI, la subestación El Carmen del sistema La Mica-Quito Sur, la subestación Recuperadora y las subestaciones ligadas a las estaciones de bombeo Booster No. 2 y Booster No. 1 del sistema Papallacta Integrado.

La línea de transmisión consta de dos etapas: la primera interconecta la subestación Santa Rosa del SNI con las subestaciones Recuperadora, Booster No. 2 y Booster No.1 del sistema Papallacta Integrado; la segunda etapa, es una derivación desde la estructura 42 de la primera etapa de la línea de transmisión hacia la subestación El Carmen del sistema La Mica-Quito Sur, en dos direcciones: para la entrada y salida desde la subestación El Carmen hacia la subestación Santa Rosa y hacia la subestación Recuperadora. En la figura 1.15 se observa la trayectoria recorrida por la línea de transmisión.

Con la construcción de la primera etapa del sistema Papallacta Integrado se implementó la línea de transmisión que interconecta directamente la subestación Santa Rosa con la central Recuperadora y las estaciones de bombeo Booster No.

2 y Booster No. 1. Esta primera etapa de la línea recorre un trayecto de 54 km atravesando los cantones Quito, Rumiñahui y Mejía en las localidades de Sangolquí, Pifo y Papallacta. Las longitudes de los tramos de esta primera etapa de la línea de transmisión se muestran en la tabla 1.11

Tabla 1.11 Longitudes de los tramos de la primera etapa de la línea de transmisión

PRIMERA ETAPA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 138 kV	
SANTA ROSA-RECUPERADORA-BOOSTER No. 2-BOOSTER No. 1	
TRAMO	LONGITUD (km)
Subestación Santa Rosa-Torre No. 42	14,78
Torre No. 42-Central Recuperadora	16,92
Central Recuperadora-Estación Booster No. 2	18,44
Estación Booster No. 2-Estación Booster No. 1	4,13
TOTAL	54,27

La segunda etapa de la línea de transmisión, permite evacuar la producción de energía eléctrica de la central El Carmen, a través de una línea que interconecta la subestación El Carmen hasta la estructura número 42 de la línea de transmisión Santa Rosa-Booster No. 1, lo que permite transferir energía hacia el sistema Papallacta Integrado, en caso de que la producción de la central Recuperadora sea insuficiente para abastecer a las estaciones de bombeo. De lo contrario, también permite transferir la producción de energía hacia el Sistema Nacional Interconectado en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa. Lo anterior es posible gracias a que esta etapa de la línea de transmisión, se compone de dos ternas de conductores que parten de la subestación El Carmen hacia la estructura número 45 (propia a esta etapa) que se encuentra localizada en alineación a las cercanías de la estructura número 42 de la línea Santa Rosa-Booster No. 1. Esto permite que una terna tenga salida en dirección hacia la subestación Santa Rosa, y la otra, en dirección hacia la subestación Recuperadora. Bajo estas circunstancias, podemos afirmar que eléctricamente es una *conexión serie* que se empalma en la estructura número 42.

Esta etapa tiene una longitud de 15,35 km, en ambos sentidos, atravesando en su mayor extensión la parroquia Píntag, perteneciente al cantón Quito, hasta llegar a la estructura de empalme número 42 localizada en Sangolquí.

1.2.3.1 Tipo de conductor

La línea de transmisión está conformada por conductores del tipo Brant ACSR 397,5 MCM. En la tabla 1.12 se detallan las principales características físicas, mecánicas y eléctricas del conductor.

Tabla 1.12 Características del conductor Brant ACSR 397,5 MCM

CONDUCTOR BRANT ACSR 397,5 MCM	
ESTÁNDAR ABNT NBR 7270/88	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Material del conductor	Aluminio/alma de acero
Sección del conductor	397,5 MCM
Sección de aluminio	201,43 mm ²
Sección de acero	227,5 mm ²
Número de conductores de aluminio	24
Número de conductores de acero	7
Diámetro de conductores de aluminio	3,269 mm
Diámetro de conductores de acero	2,179 mm
Diámetro del núcleo de acero	6,54 mm
Diámetro del conductor	19,6 mm
Radio medio geométrico	7,88 mm
Peso aproximado	762 kg/km
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Resistencia DC del conductor a 20°C	0,143 Ω/km
Resistencia eléctrica AC a 60 Hz a 75°C	0,174 Ω/km
Reactancia inductiva	0,3653 Ω/km
Reactancia capacitiva	0,2208 MΩ.km
Ampacidad	590 A
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tensión de ruptura	6.641 f

1.2.3.2 Tipo de estructuras

Las estructuras que soportan la línea de transmisión son para simple y doble circuitos, en disposición vertical, con un hilo de guardia de 3/8" de diámetro, de acero galvanizado, autosoportantes y sobre fundaciones de hormigón. Las estructuras que prevalecen sobre las demás, en cuanto a su número, son del tipo de suspensión liviana SL, tanto para soportar una y dos ternas de conductores, en vista de que la primera etapa de la línea corresponde a una línea de simple circuito y la segunda etapa a una derivación en doble circuito.

En la figura 1.16 se presentan los esquemas de las torres de suspensión liviana SL, para simple y doble circuitos. La disposición geométrica de los conductores en las torres SL de la figura 1.16 servirá para calcular los parámetros eléctricos de la línea de transmisión.

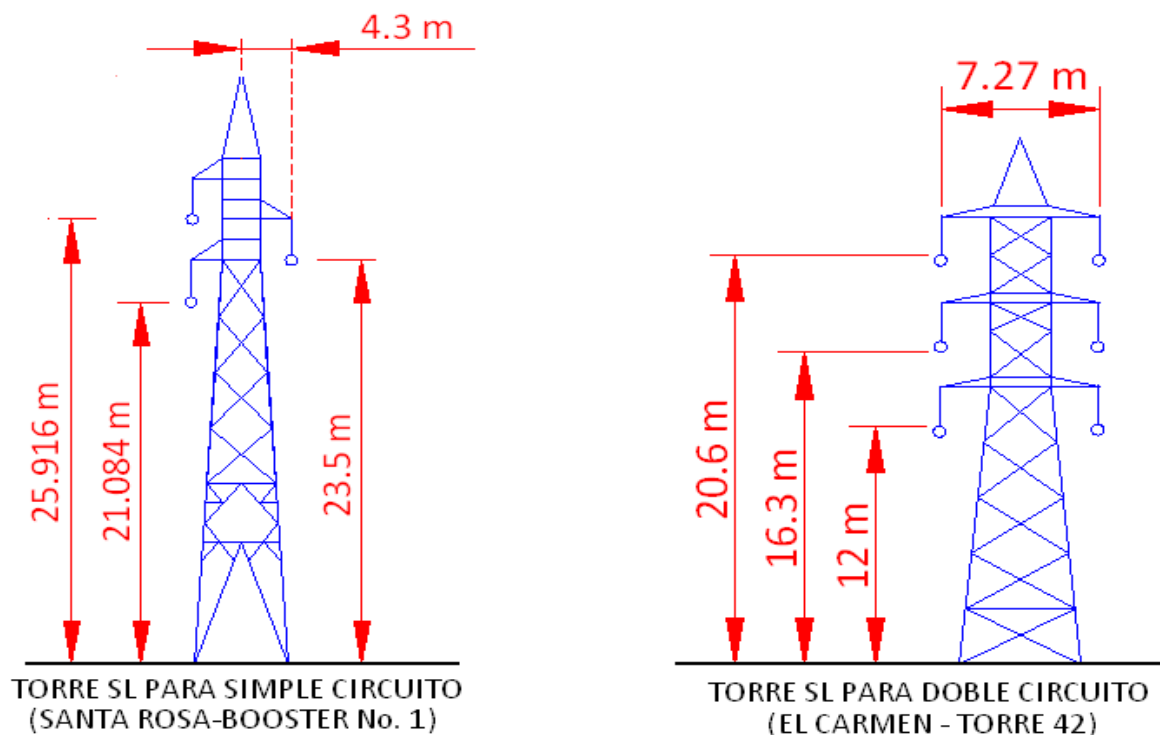


Fig. 1.16 Estructuras del tipo de suspensión liviana SL para simple y doble circuitos utilizadas en la línea de transmisión

2. OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO EN PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE

2.1 ANTECEDENTES

Los parámetros detallados en el capítulo anterior, especialmente de los equipamientos electromecánicos de las centrales y las estaciones de bombeo, tales como: generadores, transformadores de potencia, motores de inducción y la línea de transmisión, servirán para realizar en este capítulo una simulación del sistema eléctrico en función de las condiciones operativas determinadas por las estaciones lluviosa y seca, a través del software Power Factory. La simulación del sistema servirá además para obtener información relativa al comportamiento del sistema, especialmente en los perfiles del voltaje, para cada estación climática en que se debate la operación del sistema.

Como se mencionó al inicio del capítulo anterior, las dos centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen, producen energía eléctrica mediante dos contratos de permiso de generación diferente, la primera como *Autogenerador* o *Autoproductor*, y la segunda como *Generador*. A lo anterior se suma las consecuencias derivadas del Mandato Constituyente No. 15, que implica entre otras cosas, una nueva metodología para la liquidación comercial de la producción de energía de los generadores públicos, basada en costos fijos y costos variables; mientras que la liquidación por la compra de energía al Mercado Eléctrico Ecuatoriano MEE se la realiza al precio del costo marginal horario de la energía. Son estas connotaciones comerciales las que se empezarán a analizar en la parte final del presente capítulo.

2.2 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS EQUIPAMIENTOS ELECTROMECAÑICOS

Los parámetros eléctricos que cobran singular importancia para la modelación y posterior simulación del sistema en diferentes escenarios

operativos, son los datos correspondientes a las impedancias que describen los circuitos eléctricos equivalentes de generadores, transformadores y línea de transmisión.

2.2.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y ZONAS SEGURAS DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES [7]

Los parámetros eléctricos requeridos para la modelación de las unidades de generación de las centrales Recuperadora y El Carmen se detallan en la tabla 2.1, calculados en base a los resultados de los ensayos en vacío y en cortocircuito proporcionados en los manuales del fabricante. Los resultados de estos ensayos, así como las curvas características de los generadores, se muestran en los anexos 1 y 2.

Aunque estos parámetros pueden obviarse en el estudio de flujos de potencia, servirán para definir las zonas seguras de operación mediante las curvas de capacidad de cada uno de estos generadores.

Tabla 2.1 Parámetros eléctricos de los generadores de las centrales Recuperadora y El Carmen [7] [13]

PARÁMETROS ELÉCTRICOS		GENERADOR	
		Recuperadora	El Carmen
Resistencia de armadura	(p.u.)	0,006745	-
	Ω /fase	0,017941	-
Reactancia sincrónica en eje directo X_d	no-saturada	(p.u.)	2
		Ω /fase	8,297142
	saturada	(p.u.)	1,8
		Ω /fase	7,461458
Reactancia sincrónica en eje de cuadratura X_q	(p.u.)	1,068	1,2
	Ω /fase	2,84064	4,978285

La determinación de las curvas de capacidad sirve para demarcar los límites de las zonas seguras, a las cuales operará el generador, a fin de evitar eventos de inestabilidad y colapso de voltaje [8]. Las expresiones de la potencia activa y potencia reactiva para un generador de polos salientes se describen en las ecuaciones 2.1 y 2.2.

$$P = \frac{|V_t| |E_f| \operatorname{seno} \delta}{|X_d|} + \frac{|V_t|^2}{2} \operatorname{seno} 2\delta \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \quad 2.1$$

$$Q = \frac{|V_t| |E_f| \operatorname{cos} \delta}{|X_d|} + \frac{|V_t|^2}{2} \operatorname{cos} 2\delta \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) - \frac{|V_t|^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad 2.2$$

2.2.1.1 Límite por corriente de armadura

El límite por corriente de armadura es el lugar geométrico de una circunferencia con radio igual a la unidad y centro en el origen. Se sabe que la expresión de la potencia aparente se describe como:

$$S = P + jQ = V_t I_a^* \quad 2.3$$

$$S_{nom.}^2 = P_{nom.}^2 + Q_{nom.}^2 = |V_{t, nom.}|^2 |I_{a, nom.}|^2 \quad 2.4$$

Siendo la ecuación 2.4 el límite por corriente de armadura, expresado en valores nominales.

2.2.1.2 Potencia máxima

Si se toma los valores de potencia activa expresados en por unidad, se tiene que el límite de potencia activa máxima es igual al factor de potencia nominal. Como ambas unidades poseen factor de potencia nominal de 0,8 se tiene:

$$P_{m\u00e1xima} = \operatorname{cos} \phi = 0,8 \text{ p.u.}$$

$$P_{m\u00e1xima} = 14,32 \text{ MW} . \text{ Para la central Recuperadora.}$$

$$P_{m\u00e1xima} = 8,4 \text{ MW} . \text{ Para la central El Carmen.}$$

2.2.1.3 Potencia mínima

El límite de potencia mínima se encuentra regulado para un valor del 30% de la potencia máxima de ambos generadores.

$$P_{\text{mínima}} = (0,3)(14,32 \text{ MW}) = 4,3 \text{ MW. Para la central Recuperadora}$$

$$P_{\text{mínima}} = (0,3)(8,4 \text{ MW}) = 2,5 \text{ MW. Para la central El Carmen}$$

2.2.1.4 Límite por corriente de campo [8]

La resistencia del cobre en el devanado del rotor provoca pérdidas de potencia traducidas en calentamiento, por lo que se debe limitar la corriente de campo o de excitación. Para ello, se debe calcular en primer lugar el voltaje interno máximo que por lo general es el valor obtenido a condiciones nominales.

El método más común para calcular el voltaje interno E_f (fasor) es obteniendo inicialmente el ángulo de carga δ mediante la siguiente ecuación:

$$|E_f| \angle \delta = V_t + jX_q I_a \quad 2.5$$

Al reemplazar los datos de la tabla 2.1 en la ecuación 2.5 y asumiendo un voltaje terminal igual a la unidad se obtiene el ángulo de carga δ . Con el valor de δ , y al reemplazarlo en la ecuación 2.1 y resolviendo la ecuación para E_f , se obtiene directamente el valor del voltaje interno máximo para cada unidad de generación. Así se tiene entonces:

- Generador de la central Recuperadora

$$|E_f| \angle \delta = (1,00) + (j1,068)(1,00 \angle -36,87^\circ)$$

$$|E_f| \angle \delta = 1,85 \angle 27,51^\circ$$

$$\delta = 27,51^\circ$$

Reemplazando en la ecuación 2.1:

$$0,8 = \frac{(1,00)|E_f| \sin 27,51^\circ}{1,78} + \frac{(1,00)^2}{2} \text{seno}((2)(27,51^\circ)) \left(\frac{1}{1,068} - \frac{1}{1,78} \right)$$

Despejando $|E_f|$ se tiene:

$$|E_f| = 2,49 \text{ p.u.}$$

Entonces, el voltaje interno a la corriente de campo máxima es:

$$E_{f \text{ máx}} = 2,49 < 27,51^0 \text{ p.u.}$$

Si realizamos el mismo procedimiento para la unidad de generación de la central El Carmen se tiene que:

- Generador de la central El Carmen

$$E_{f \text{ máx}} = 2,70 < 29,17^0 \text{ p.u.}$$

Se considera que la corriente de campo mínima es de alrededor del 5% de la corriente de campo máxima. Siendo el voltaje interno directamente proporcional a la corriente de campo, se puede inferir que el voltaje interno mínimo también es del 5% del voltaje interno máximo.

- Generador de la central Recuperadora

$$E_{f \text{ mín.}} = (0,05)(2,49 < 27,51^0) = 0,1245 < 27,51^0 \text{ p.u.}$$

- Generador de la central El Carmen

$$E_{f \text{ mín.}} = (0,05)(2,70 < 29,17^0) = 0,135 < 29,17^0 \text{ p.u.}$$

Las expresiones de potencia activa y potencia reactiva en función del ángulo de carga δ , correspondientes a las corrientes de campo máxima y mínima de cada unidad de generación, se presentan en las siguientes ecuaciones:

- Generador de la central Recuperadora

$$P_{I_f \text{ máxima}} = 1,3989 \text{ seno } \delta + 0,1873 \text{ seno } 2\delta \quad 2.6$$

$$Q_{I_f \text{ máxima}} = 1,3989 \text{ cos } \delta + 0,1873 \text{ cos } 2\delta - 0,7491 \quad 2.7$$

$$P_{I_f \text{ mínima}} = 0,0699 \text{ seno } \delta + 0,1873 \text{ seno } 2\delta \quad 2.8$$

$$Q_{I_f \text{ mínima}} = 0,0699 \text{ cos } \delta + 0,1873 \text{ cos } 2\delta - 0,7491 \quad 2.9$$

En la figura 2.1 se representa las potencias activa y reactiva en función del ángulo de carga δ para valores correspondientes a las corrientes de campo máxima y mínima del generador de la central Recuperadora.

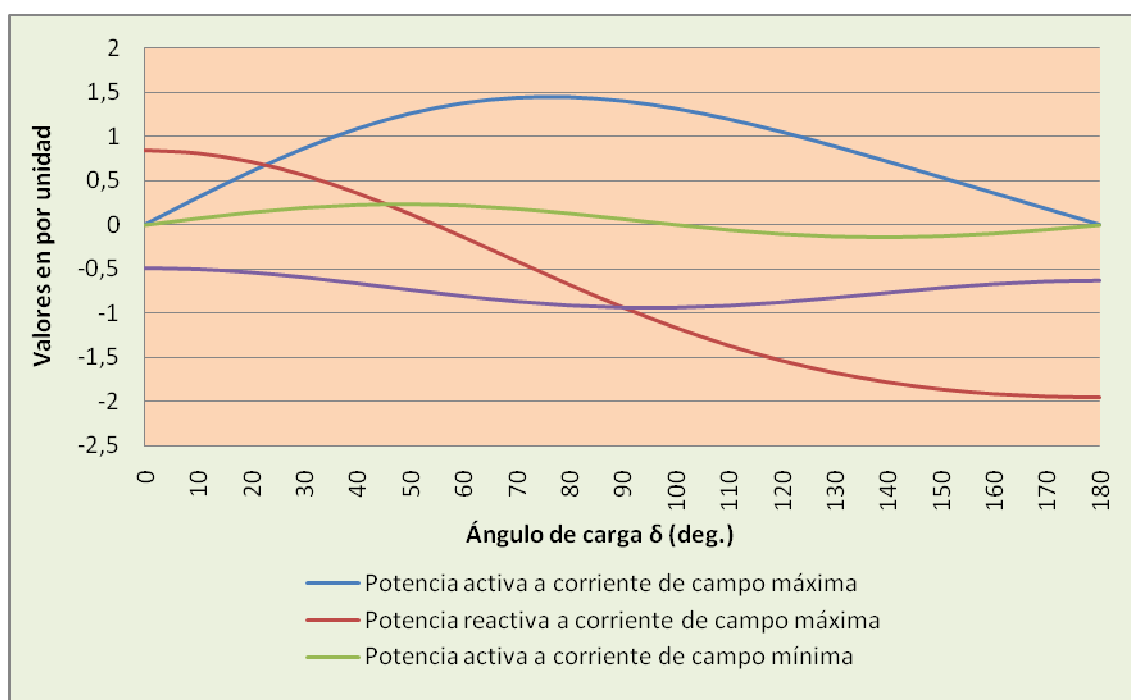


Fig. 2.1 Potencia activa y reactiva en función del ángulo de carga δ para valores de corrientes de campo máxima y mínima del generador de la central Recuperadora

- Generador de la central El Carmen

$$P_{I_f \text{ máxima}} = 1,35 \text{ seno } \delta + 0,1667 \text{ seno } 2\delta \quad 2.10$$

$$Q_{I_f \text{ máxima}} = 1,35 \text{ cos } \delta + 0,1667 \text{ cos } 2\delta - 0,6667 \quad 2.11$$

$$P_{I_f \text{ mínima}} = 0,0675 \text{ seno } \delta + 0,1667 \text{ seno } 2\delta \quad 2.12$$

$$Q_{I_f \text{ mínima}} = 0,0675 \text{ cos } \delta + 0,1667 \text{ cos } 2\delta - 0,6667 \quad 2.13$$

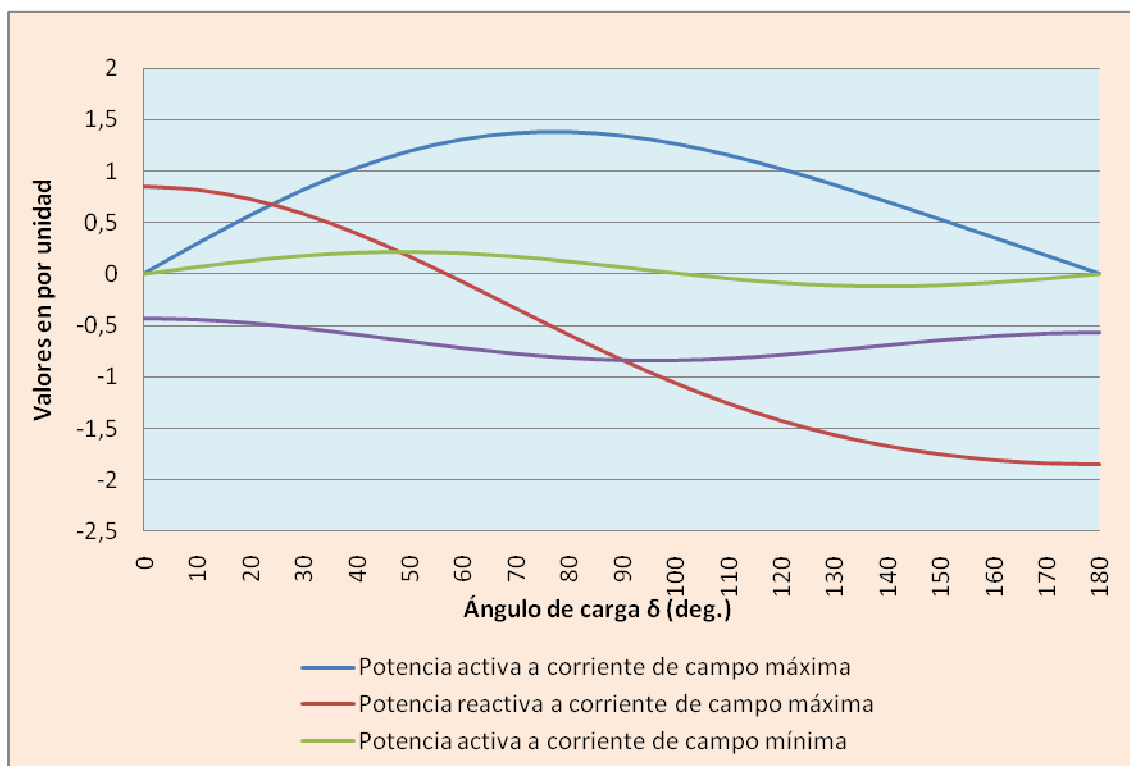


Fig. 2.2 Potencia activa y reactiva en función del ángulo de carga δ para valores de corrientes de campo máxima y mínima del generador de la central El Carmen

Se puede notar en las figuras 2.1 y 2.2, que cuando las unidades de generación están excitadas a la corriente de campo mínima, las unidades generan poquísima cantidad de potencia reactiva hasta un ángulo de carga δ determinado. Al aumentar el ángulo de carga δ , la máquina empieza a absorber potencia

reactiva del sistema. Ante esta situación, es importante establecer un límite para la absorción de potencia reactiva, a fin de evitar que las máquinas pierdan sincronismo. Este límite se establece por corriente de campo mínima.

Si para cada valor de potencia activa se encuentra la solución del ángulo de carga δ , y ese valor se reemplaza en las correspondientes ecuaciones de potencia reactiva, entonces el lugar geométrico de los pares ordenados (P, Q) para cada ángulo de carga δ , son los límites por corriente de campo máxima y mínima. En las tablas 2.2 y 2.3 se detallan los valores correspondientes a los lugares geométricos de los límites por corriente de campo máxima y mínima de cada unidad de generación.

Tabla 2.2 Límite por corriente de campo máxima

LUGAR GEOMÉTRICO DEL LÍMITE POR CORRIENTE DE CAMPO MÁXIMA					
RECUPERADORA			EL CARMEN		
P (MW)	δ (deg)	Q (MVar)	P (MW)	δ (deg)	Q (MVar)
25,06	63,29	-4,1	13,65	58,54	-0,4
23,27	53,22	0,69	12,6	50,12	1,78
21,48	46,40	3,75	11,55	43,75	3,32
19,69	40,84	6,08	10,5	38,36	4,52
17,9	35,98	7,94	9,45	33,57	5,49
16,11	31,59	9,49	8,4	29,18	6,29
14,32	27,53	10,77	7,35	25,07	6,96
12,53	23,7	11,84	6,3	21,18	7,51
10,74	20,04	12,73	5,25	17,44	7,96
8,95	16,52	13,46	4,2	13,83	8,31
7,16	13,11	14,04	3,15	10,3	8,58
5,37	9,77	14,48	2,1	6,83	8,77
3,58	6,48	14,79	1,05	3,41	8,89
0	0	15,04	0	0	8,93

Tabla 2.3 Límite por corriente de campo mínima

LUGAR GEOMÉTRICO DEL LÍMITE POR CORRIENTE DE CAMPO MÍNIMA					
RECUPERADORA			EL CARMEN		
P (MW)	δ (deg)	Q (MVar)	P (MW)	δ (deg.)	Q (MVar)
4,12	56,88	-14,07	2,21	41,39	-6,25

3,58	30,66	-10,72	1,89	30,48	-5,54
2,69	20,93	-9,74	1,58	23,73	-5,17
1,79	13,31	-9,19	1,05	14,87	-4,80
0,00	0,00	-8,80	0,00	0,00	-4,54

2.2.1.5 Límite por margen de estabilidad en estado estable

Las pequeñas perturbaciones en el sistema son ocasionadas por los desequilibrios instantáneos de la demanda frente a la oferta de generación. La capacidad de un sistema eléctrico de potencia de mantenerse en condiciones estacionarias frente a estas perturbaciones, se conoce como *estabilidad en estado estable* o *estabilidad de pequeña señal*.

El margen de estabilidad en estado estable es una reserva impuesta en la curva de la potencia en función del ángulo de carga δ , para evitar que el generador trabaje en las proximidades del ángulo de potencia máxima, tal como se presenta en la figura 2.3 [8] [9]. Al encontrarse el generador operando muy cerca a este ángulo, se corre el riesgo de que la máquina pierda sincronismo ante cualquier perturbación de pequeña señal. Por tal motivo, se ha tomado del fabricante un margen de alrededor del 2% de la potencia máxima, en la zona de subexcitación de la máquina.

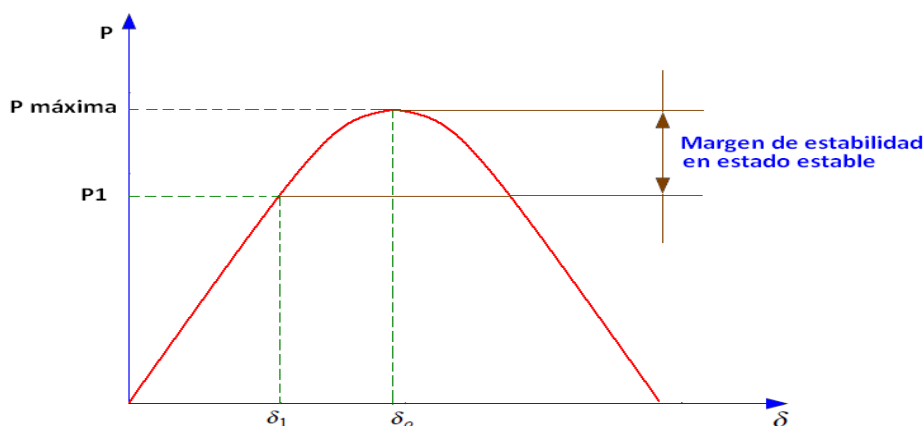


Fig. 2.3 Margen de estabilidad en estado estable

El primer paso para la determinación del límite por el margen de estabilidad en estado estable es calculando el ángulo de carga y el voltaje interno para

diferentes valores de potencia máxima. Si a la ecuación 2.1 la expresamos en función de un ángulo de carga δ^* para cuando la potencia es máxima se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_{m\acute{a}xima} = \frac{V_t E_f}{X_d} \sin \delta^* + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta^* \quad 2.14$$

El ángulo de carga δ^* se obtiene derivando la ecuación 2.14 con respecto al ángulo de carga δ^* e igualando a cero. Así se tiene la siguiente expresión:

$$\frac{dP_{m\acute{a}xima}}{d\delta^*} = \frac{V_t E_f}{X_d} \cos \delta^* + V_t^2 \cos 2\delta^* \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) = 0 \quad 2.15$$

$$E_f = - \left(V_t^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta^* \right) \left(\frac{X_d}{V_t \cos \delta^*} \right) \quad 2.16$$

Si a la ecuación 2.16 se la reemplaza en la ecuación 2.14 se tiene:

$$P_{m\acute{a}xima} = \left(-V_t^2 \cos 2\delta^* \tan \delta^* + \frac{V_t^2}{2} \sin 2\delta^* \right) \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \quad 2.17$$

Si a la potencia máxima se le resta el margen de estabilidad en estado estable del 2% se tiene:

$$P_o = P_{m\acute{a}xima} - (0,02)P_{m\acute{a}xima} \quad 2.18$$

$$P_o = \frac{V_t E_f}{X_d} \sin \delta_0 + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta_0 \quad 2.19$$

De la ecuación 2.19 se resuelve el ángulo de carga δ_0 y se lo reemplaza en la ecuación para la potencia reactiva

$$Q_o = \frac{V_t E_f}{X_d} \cos \delta_0 + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta_0 - \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad 2.20$$

El lugar geométrico de los puntos P_o y Q_o que se muestran en la tabla 2.4 para cada unidad de generación, corresponden a su respectivo límite de estabilidad en estado estable.

Tabla 2.4 Límite por margen de estabilidad en estado estable de 2%

LÍMITE DE ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE. MARGEN DE ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE DE 2%					
RECUPERADORA					
$P_{m\hat{x}}$ (MW)	δ^* (deg)	E_f (p.u.)	P_o (MW)	δ_o (deg)	Q_o (MVar)
1,79	36,74	-0,24			
3,58	45,95	0,03	3,51	40,07	-12,59
5,37	52,12	0,27	5,26	45,32	-11,56
7,16	56,77	0,49	7,02	49,26	-10,72
8,95	60,45	0,69	8,77	52,37	-10
10,74	63,46	0,90	10,53	54,9	-9,36
12,53	65,95	1,09	12,28	57,02	-8,79
14,32	68,06	1,29	14,03	58,81	-8,26
16,11	69,86	1,48	15,79	60,34	-7,77
17,9	71,4	1,67	17,54	61,66	-7,3
19,69	72,75	1,85	19,3	62,82	-6,85
21,48	73,92	2,04	21,05	63,83	-6,42
EL CARMEN					
$P_{m\hat{x}}$ (MW)	δ^* (deg)	E_f (p.u.)	P_o (MW)	δ_o (deg)	Q_o (MVar)
1,05	38,16				
2,1	47,67	0,09	2,06	41,54	-6,43
3,15	53,98	0,35	3,09	46,9	-5,86
4,2	58,69	0,59	4,12	50,88	-5,4
5,25	62,38	0,82	5,15	53,99	-5,01
6,3	65,35	1,04	6,17	56,51	-4,66
7,35	67,8	1,26	7,2	58,58	-4,35
8,4	69,84	1,47	8,23	60,32	-4,06
9,45	71,57	1,69	9,26	61,8	-3,78
10,5	73,04	1,9	10,29	63,07	-3,52
11,55	74,31	2,1	11,32	64,17	-3,27
12,6	75,42	2,31	12,35	65,13	-3,03

Con estos resultados se tienen las curvas de capacidad de los generadores de las centrales Recuperadora y El Carmen, en las figuras 2.4 y 2.5 respectivamente.

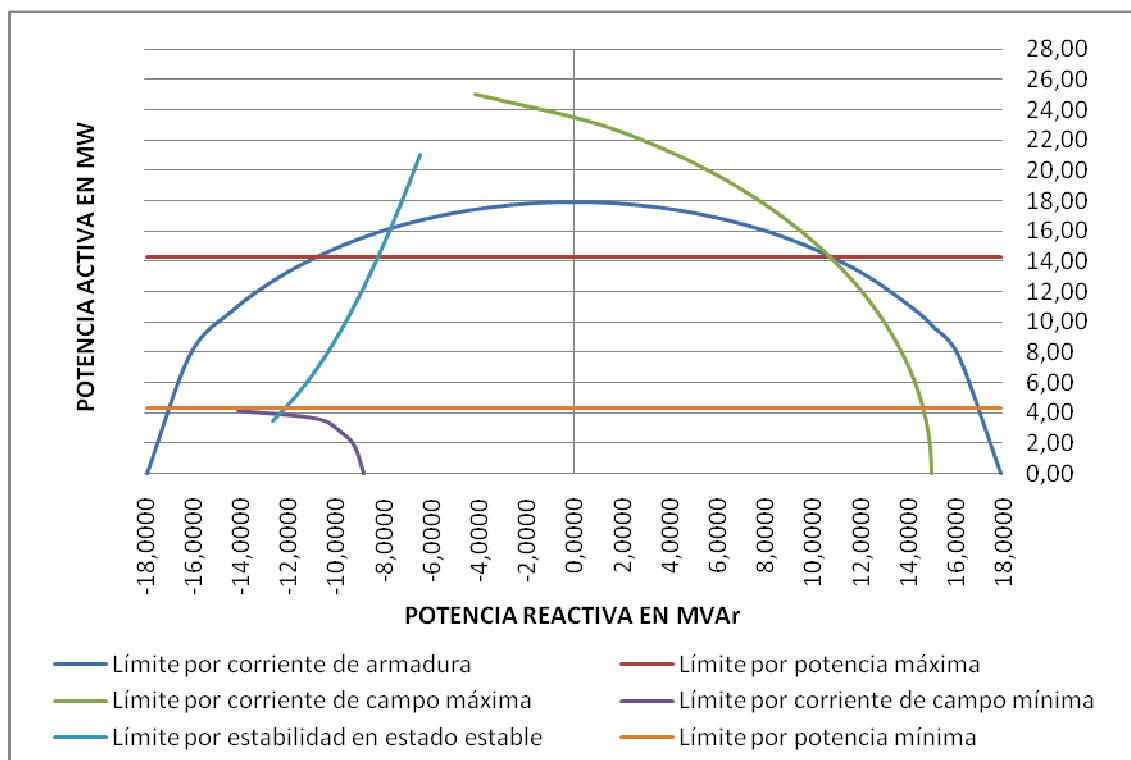


Figura 2.4 Curva de capacidad del generador de la central Recuperadora

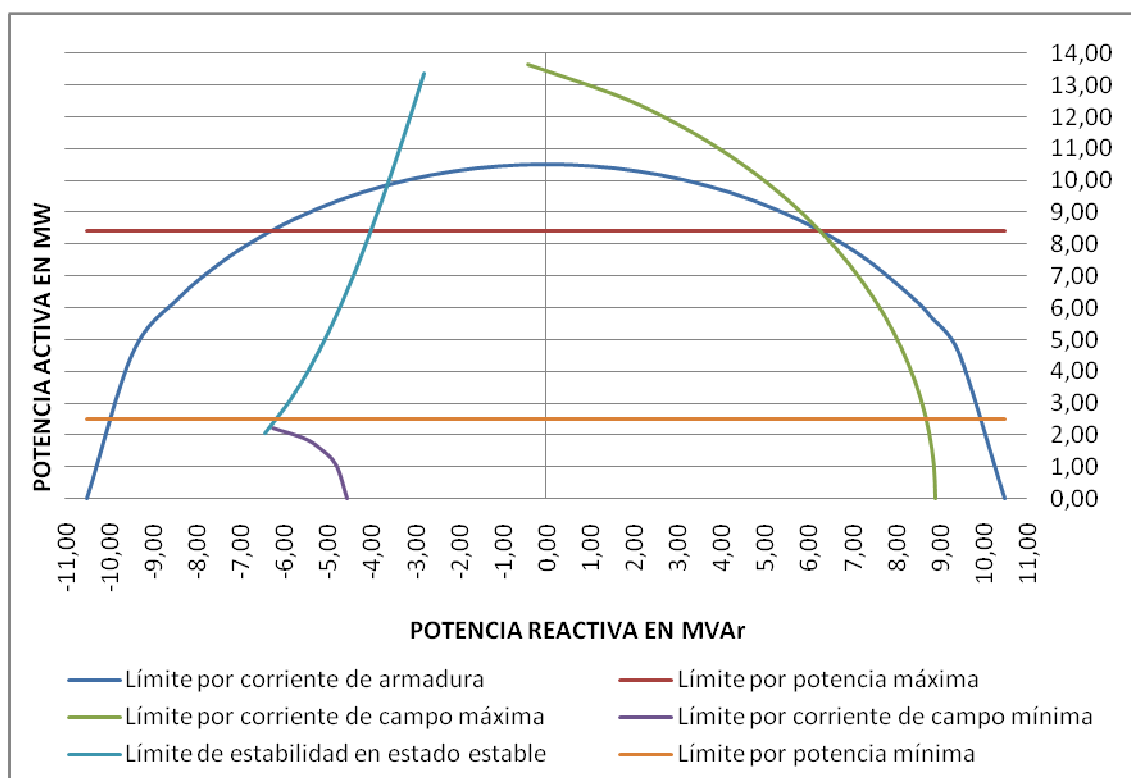


Figura 2.5 Curva de capacidad del generador de la central El Carmen

2.2.2 CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE VOLTAJE ADICIONAL POR TAP EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES RECUPERADORA Y EL CARMEN [8]

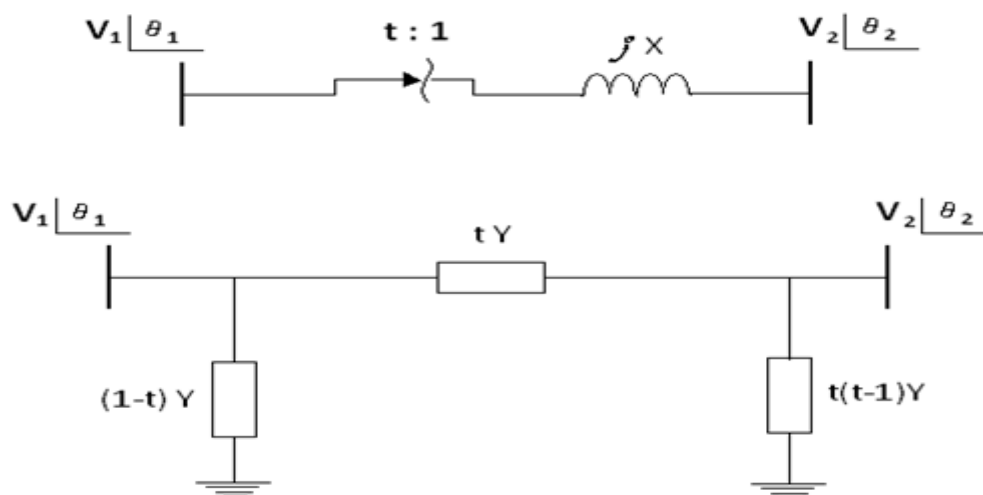


Fig. 2.6 Circuito equivalente de un transformador con cambiador de tap bajo carga

Los transformadores de potencia de las subestaciones asociadas a las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen pueden representarse a través del modelo simplificado de transformadores con cambiadores de tap bajo carga LTC por sus siglas en inglés (*load tap changer*). En la figura 2.6 se presenta el circuito equivalente de un transformador con LTC's.

En las tablas 1.4 y 1.10 del capítulo anterior se detallan las características eléctricas de los transformadores de potencia de las subestaciones Recuperadora y El Carmen, donde se tiene que:

SUBESTACIÓN RECUPERADORA

POSICIÓN	VOLTAJE NOMINAL [V]	
	A.T.	B.T
1	144.804	
9b	131.996	6.900
17	119.188	

SUBESTACIÓN EL CARMEN

POSICIÓN	VOLTAJE NOMINAL [V]	
	A.T.	B.T
1	154.560	
9b	138.000	6.600
17	121.440	

$$\Delta t = \frac{144.804 \text{ V} - 131.996 \text{ V}}{9 - 1}$$

$$\Delta t = 1.601 \text{ V}$$

$$\Delta t = \frac{1.601 \text{ V}}{132.000 \text{ V}} * 100$$

$$\Delta t = 1,2129 \%$$

$$\Delta t = \frac{154.560 \text{ V} - 138.000 \text{ V}}{9 - 1}$$

$$\Delta t = 2.070 \text{ V}$$

$$\Delta t = \frac{2.070 \text{ V}}{138.000 \text{ V}} * 100$$

$$\Delta t = 1,5 \%$$

2.2.3 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN [1] [7] [8] [14]

2.2.3.1 Impedancia serie

El estándar internacional de permitividad para el aluminio a 20°C es de $2,83 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$. Asimismo de la tabla 1.12 del capítulo anterior se tiene que la sección total de los 24 conductores de aluminio es de $201,43 \text{ mm}^2$ para el conductor BRANT 397,5 MCM. Con estos datos se puede calcular la resistencia a corriente directa del conductor con un incremento del 2% de trenzado, a través de la siguiente ecuación:

$$R_{DC} = \frac{\rho l}{A} \tag{2.21}$$

Donde:

ρ = resistividad del conductor

l = longitud del conductor

A = área de la sección transversal

A partir de esto se tiene que:

$$R_{DC_{20^\circ C}} = \frac{(2,83 \times 10^{-8} \Omega \cdot m) (l)}{201,43 \text{ mm}^2} (1,02) = 0,143 \frac{\Omega}{km}$$

La corriente en la sección transversal de un conductor presenta densidad uniforme sólo para la corriente directa. A medida que aumenta la frecuencia de la corriente alterna, la distribución de la corriente es menos uniforme. A este fenómeno se le conoce como *efecto piel*. Si se considera un incremento del 4% en la resistencia debido al efecto piel, se tiene que la resistencia a corriente alterna es aproximadamente igual a:

$$R_{AC} = (1,04) \left(0,143 \frac{\Omega}{km} \right) = 0,149 \frac{\Omega}{km}$$

El cálculo de la *reactancia inductiva* en serie de una línea de transmisión se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$X_L = 2\pi fL = 2\pi f(2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s}) \quad 2.22$$

Donde:

D_{eq} = distancia media geométrica mutua equivalente DMG entre los conductores

D_s = distancia media geométrica propia del conductor de fase.

En la figura 2.7 se muestra el esquema del espaciamiento geométrico entre los conductores de la línea de transmisión, tanto para el tramo Santa Rosa-Booster No. 1 como de la derivación de la línea El Carmen-Torre 42, tomándose como base la figura 1.16 del capítulo anterior.

La distancia media geométrica mutua equivalente D_{eq} entre una terna de conductores se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ac}} \quad 2.23$$

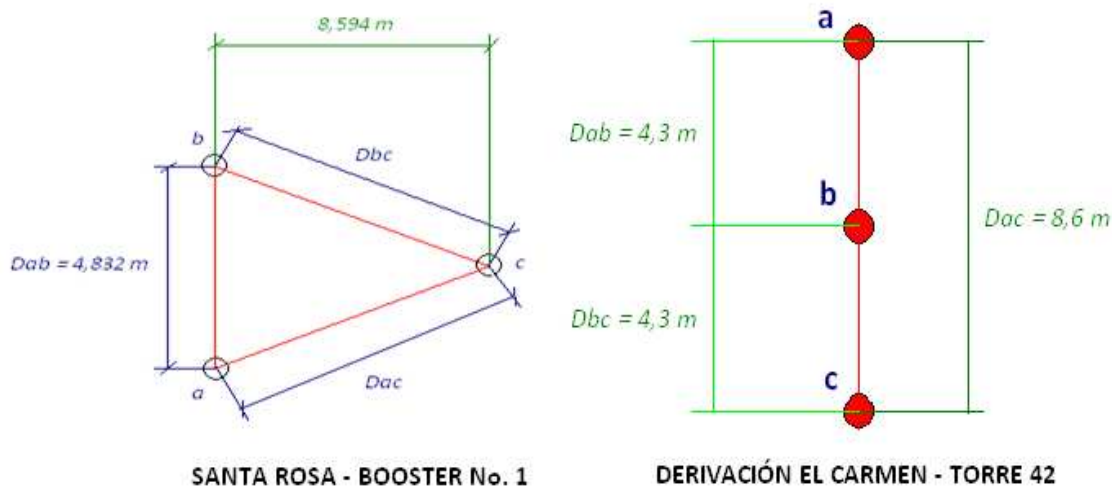


Fig. 2.7 Disposición geométrica de los conductores de la línea de transmisión

Reemplazando las distancias entre conductores de la figura 2.7 en la ecuación 2.23 se tiene:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{(4,832 \text{ m})(8,927 \text{ m})(8,927 \text{ m})} = 7,275 \text{ m} \text{ (Santa Rosa-Booster No. 1)}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{(4,3 \text{ m})(4,3 \text{ m})(8,6 \text{ m})} = 5,41766 \text{ m} \text{ (Derivación El Carmen-Torre 42)}$$

En la tabla 1.12 del capítulo anterior se sabe que el radio medio geométrico del conductor BRANT 397,5 MCM es $D_g = 7,88 \text{ mm}$

Al reemplazar estos últimos datos en la ecuación 2.22 se tiene:

$$X_L = 0,5148 \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ (Santa Rosa-Booster No. 1)}$$

$$X_L = 0,492583 \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ (Derivación El Carmen-Torre 42)}$$

Entonces la impedancia serie de la línea de transmisión por unidad de longitud es:

- Línea de transmisión Santa Rosa – Booster No. 1

$$Z = 0,149 + j0,5148 \frac{\Omega}{km}$$

- Derivación El Carmen – Torre 42

$$Z = 0,149 + j0,4926 \frac{\Omega}{km}$$

2.2.3.2 Admitancia paralelo

La capacitancia fase-neutro de una línea de transmisión considerando el efecto del suelo se calcula a través de la siguiente expresión:

$$C_n = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{D_s^C}\right) - \ln\left(\frac{\epsilon_0 D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}{\epsilon_0 D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}\right)} \quad 2.24$$

Donde:

$\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12} \frac{F}{m}$ constante de permitividad eléctrica en el vacío.

D_{eq} = distancia media geométrica mutua equivalente de los conductores, y es el mismo término usado para el cálculo de la reactancia inductiva de la ecuación 2.22

D_s^C = distancia media geométrica propia del conductor con la modificación de que en lugar de usar el radio medio geométrico se toma en cuenta el radio externo del conductor.

$D_{ab'}, D_{bc'}, D_{ca'}$ = distancias mutuas entre los conductores con sus conductores imágenes

$D_{aa'}, D_{bb'}, D_{cc'}$ = distancias propias entre los conductores con sus conductores imágenes.

En la figura 2.8 se muestra el esquema del espaciamiento geométrico entre los conductores de la línea de transmisión, tanto para el tramo Santa Rosa-

Booster No. 1 como de la derivación de la línea El Carmen-Torre 42, con sus conductores imágenes.

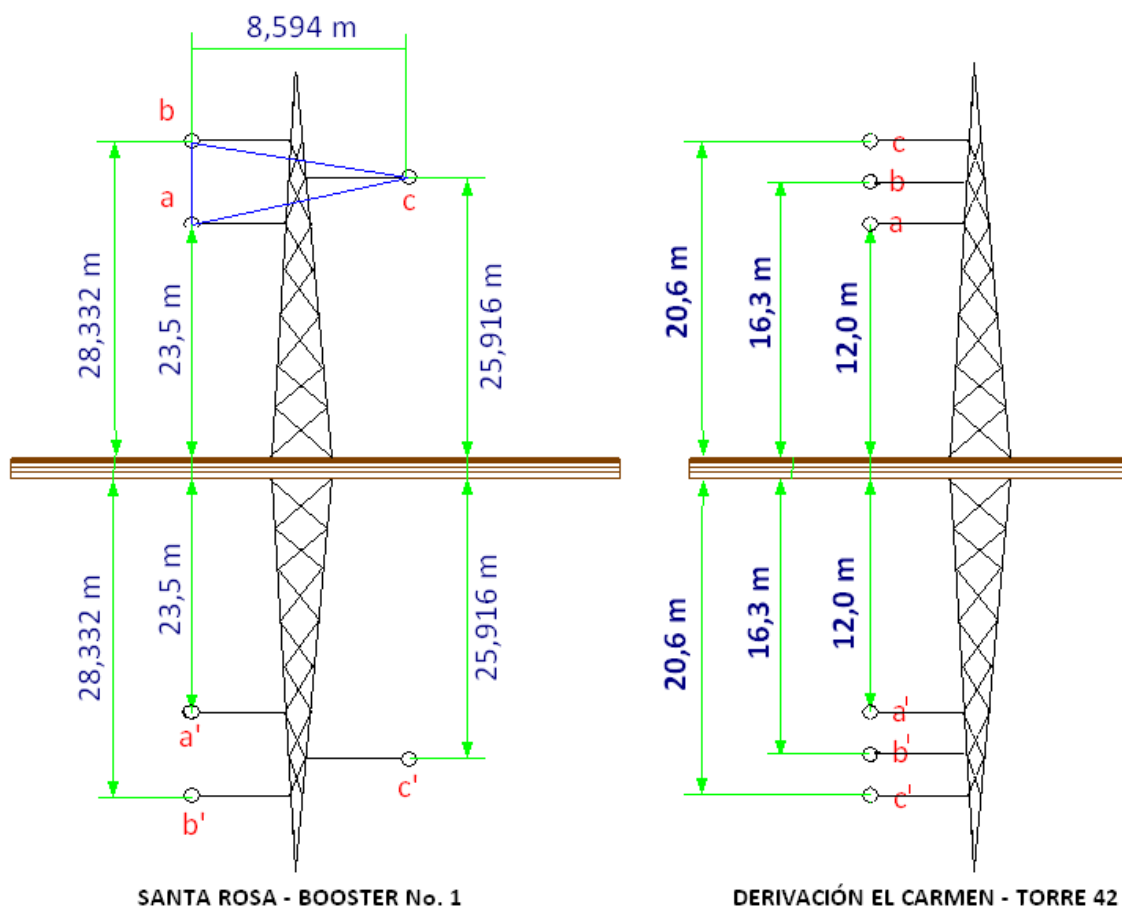


Fig. 2.8 Disposición geométrica de los conductores con sus conductores imágenes

De la sección anterior se tiene que $D_{eq} = 7,275 \text{ m}$ para el tramo de simple circuito Santa Rosa-Booster No.1 y $D_{eq} = 5,417 \text{ m}$ para la derivación El Carmen-Torre 42. De la tabla 1.12 se tiene que el diámetro externo del conductor BRANT 397,5 MCM es de 19,6 mm, siendo entonces la distancia media geométrica propia del conductor $D_g^c = 9,8 \text{ mm}$. Al reemplazar estos valores conjuntamente con las distancias entre los conductores y sus conductores imágenes con los datos de la figura 2.8, en la ecuación 2.24 se tiene que:

$$C_{m2} = 8,4271 \times 10^{-12} \frac{F}{m} \text{ al neutro} \quad (\text{Santa Rosa-Booster No. 1})$$

$$C_n = 8,8422 \times 10^{-12} \frac{F}{m} \text{ al neutro} \quad (\text{Derivación El Carmen-Torre 42})$$

La admitancia en paralelo por unidad de longitud de la línea de transmisión, omitiendo la conductancia entre el conductor y tierra, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Y = B_c = \frac{1}{x_c} = 2\pi f C_n \quad 2.25$$

Reemplazando los valores de la capacitancia al neutro, tanto del tramo Santa Rosa-Booster No. 1 como de la derivación El Carmen-Torre 42, en la ecuación 2.25 se tiene que:

- Línea de transmisión Santa Rosa-Booster No.1

$$Y = 3,177 \times 10^{-6} \frac{S}{km}$$

- Derivación El Carmen-Torre 42

$$Y = 3,333439 \times 10^{-6} \frac{S}{km}$$

Finalmente en la tabla 2.5 se resumen los parámetros eléctricos de la línea de transmisión, considerando las longitudes de los tramos de la línea Santa Rosa-Booster No. 1 dados en la tabla 1.11 y la longitud de 15,35 km correspondiente a la derivación El Carmen-Torre 42. En esta misma tabla se cotejan los resultados de la presente sección con los cálculos obtenidos mediante el programa Power Factory.

2.2.4 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL CABLE TRIPOLAR DE POTENCIA [1] [7] [12]

Tabla 2.5 Cuadro comparativo de los cálculos de los parámetros eléctricos de los diferentes tramos de la línea de transmisión a nivel de 138 kV efectuados en la sección 2.2.3 con los ejecutados por el programa Power Factory

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO															
TRAMO	Subestación Santa Rosa - Torre No. 42			Derivación Torre 42 - Subestación El Carmen			Torre No. 42-Central Recuperadora			Central Recuperadora- Estación Booster No. 2			Estación Booster No. 2- Estación Booster No. 1		
	Sección 2.2.3	Power Factory	Error (%)	Sección 2.2.3	Power Factory	Error (%)	Sección 2.2.3	Power Factory	Error (%)	Sección 2.2.3	Power Factory	Error (%)	Sección 2.2.3	Power Factory	Error (%)
LONGITUD (km)	14,78	14,78		15,35	15,35		16,92	16,92		18,44	18,44		4,13	4,13	
Resistencia (Ω)	2,2022	2,123	3,7315	2,2872	2,2048	3,735	2,5211	2,4304	3,7311	2,7476	2,6487	3,7324	0,6154	0,5932	3,7374
Reactancia inductiva (Ω)	7,6087	7,6083	0,0058	7,5614	7,5606	0,0107	8,7104	8,71	0,0048	9,4929	9,4924	0,0054	2,1261	2,126	0,0058
Admitancia paralelo (μS)	46,9561	46,9769	-0,0444	51,1683	51,1263	0,0821	53,7548	53,7786	0,0442	58,5839	58,6098	0,0442	13,121	13,1268	0,0441
Resistencia (p.u.)	0,0116	0,0111	4,1788	0,012	0,0116	3,5329	0,0132	0,0128	3,4233	0,0144	0,0139	3,7945	0,0032	0,0031	4,2357
Reactancia inductiva (p.u.)	0,04	0,04	-0,1163	0,0397	0,0397	0,0125	0,0457	0,0457	0,084	0,0498	0,0498	0,0949	0,0112	0,0112	0,319
Admitancia paralelo (p.u.)	0,0089	0,0089	0,4754	0,0097	0,0097	0,4586	0,0102	0,0102	0,3634	0,0112	0,0112	0,3865	0,0025	0,0025	0,0494
Resistencia (%)	1,1564	1,1148	3,7303	1,201	1,1577	3,7386	1,3238	1,2762	3,7313	1,4427	1,3908	3,7348	0,3231	0,3115	3,7338
Reactancia inductiva (%)	3,9953	3,9951	0,0063	3,9705	3,9701	0,0099	4,5738	4,5736	0,0052	4,9847	4,9845	0,0045	1,1164	1,1164	0,0024
Admitancia paralelo (%)	0,8942	0,8946	-0,0412	0,9744	0,9736	0,0872	1,0237	1,0242	0,0481	1,1157	1,1162	0,0474	0,2499	0,25	0,0494

El cable tripolar de potencia que interconecta la barra de bajo voltaje a nivel de 6,9 kV de la subestación Booster No. 1 con la barra a nivel de 6,9 kV de la estación de bombeo Elevadora, posee las características estipuladas en la tabla 2.6. En la figura 2.9 se muestra la sección transversal del cable, donde se aprecia claramente los tres conductores para cada una de las fases.

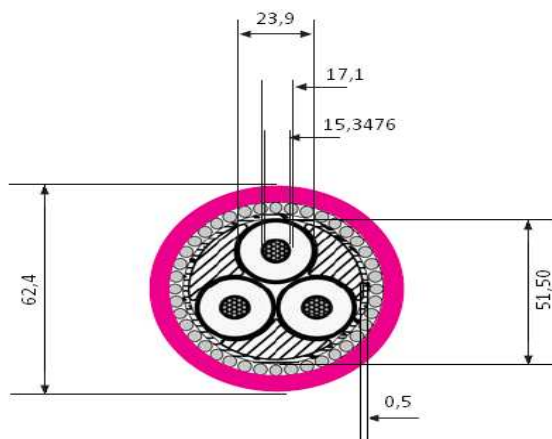


Fig. 2.9 Sección transversal del cable tripolar de potencia con las longitudes expresadas en mm.

Tabla 2.6 Datos de fabricante del cable tripolar de potencia XLPE 185 mm²

CABLE TRIPOLAR DE POTENCIA		
CONDUCTOR		
Metal	Aluminio IRAM 2176	
Forma	Redonda "Clase 2"	
Sección del conductor (mm²)	185	
Temperatura	Servicio continuo	Cortocircuito
	90°C	250°C
Resistencia DC a 20°C (Ω/km)	0,164	
Resistencia AC a 50 Hz (Ω/km)	0,212	
Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	0,089	
Capacitancia a 50 Hz (μF/km)	0,421	
Corriente máxima (A)	285	
 AISLANTE 		
Polietileno reticulado silanizado (XLPE)		
 ENVOLTURA EXTERNA 		
PVC especial tipo ST2 de la norma IRAM 2307		

Los cálculos de los parámetros eléctricos se realizarán tomando como base el procedimiento planteado por el *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*⁴

2.2.4.1 Impedancia serie de secuencia positiva y negativa

2.2.4.1.1 Resistencia en corriente alterna considerando las pérdidas en el aislamiento

Para el cálculo de la resistencia total de la impedancia de secuencia positiva y negativa, el capítulo 4 del *Electrical Transmission and Distribution Reference Book: Electrical Characteristics of Cables* (Características eléctricas de cables), presenta un procedimiento que en primer lugar se encarga de determinar las características geométricas del cable. La ecuación 2.26 permite calcular la distancia entre el centro del conductor y el centro del aislamiento.

$$s_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} (d + 2T) \quad 2.26$$

Donde:

s_1 = distancia entre el centro del conductor y el centro del aislamiento, para cables formados por tres conductores redondos.

d = diámetro del conductor

T = espesor del aislamiento del conductor

De la figura 2.9 se tiene que $d = 15,3476 \text{ mm}$ y $T = 4,2762 \text{ mm}$, y reemplazando estos valores en la ecuación 2.26 se tiene:

$$s_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} (15,3476 \text{ mm} + 2(4,2762 \text{ mm})) = 13,7986 \text{ mm} = 0,5433 \text{ pulg.}$$

Con s_1 se puede calcular la distancia desde el centro del conductor tripolar hasta el límite interno de la pantalla constituida por cintas de cobre, a la que se

⁴ Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, *Electrical Transmission and Distribution. Reference Book*, East Pittsburgh, Pennsylvania, 1964, Chapter 4, p. 64-81

denotará como r_i ; asimismo, la distancia desde el centro del conductor tripolar hasta el límite externo de la pantalla de cobre, a la que se denominará r_o . El espesor de la pantalla de cobre del conductor tripolar se lo denotará como t .

$$r_i = S_1 + \frac{d}{2} + T = 13,7986 \text{ mm} + \frac{15,3476 \text{ mm}}{2} + 4,2762 \text{ mm}$$

$$r_i = 25,7486 \text{ mm} = 1,0137 \text{ pulg.}$$

$$r_o = r_i + t = 25,7486 \text{ mm} + 0,5 \text{ mm} = 26,2496 \text{ mm} = 1,0334 \text{ pulg.}$$

Ahora se obtendrá la reactancia mutua entre los conductores y el aislamiento X_m , mediante la siguiente ecuación:

$$X_m = 0,2794 \frac{f}{60} \log_{10} \frac{2S}{r_o + r_i} \left[\frac{\Omega}{\text{milla-fase}} \right] \quad 2.27$$

Donde:

S = distancia entre los centros de los conductores que forman el cable tripolar expresado en pulgadas.

f = frecuencia de operación nominal.

Para el sistema en estudio, la frecuencia nominal es de 60 Hz y la distancia entre los centros de los conductores S es igual a 23,9 mm (0,9409 pulg.) de acuerdo a la figura 2.9. Si se reemplaza estos valores en la ecuación 2.27 se tiene:

$$X_m = -0,01022 \frac{\Omega}{\text{milla} - \text{fase}}$$

El signo "menos" indica el efecto de una inductancia mutua, debido a que la corriente alterna en los conductores *inducen* voltajes alternos en el aislamiento.

La resistencia del aislamiento R_s puede calcularse a través de la siguiente ecuación:

$$R_s = \frac{0,200}{(r_o+r_i)(r_o-r_i)} \left[\frac{\Omega}{\text{milla-fase}} \right] \quad 2.28$$

$$R_s = \frac{0,200}{(1,0334 \text{ pulg.} + 1,0137 \text{ pulg.})(1,0334 \text{ pulg.} - 1,0137 \text{ pulg.})} = 4,96 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

Los cálculos anteriores servirán para obtener la resistencia asociada a las pérdidas en el aislamiento a través de la siguiente ecuación:

$$R_{\text{aislamiento total}} = \frac{X_m^2 R_s}{X_m^2 + R_s^2} \left[\frac{\Omega}{\text{milla-fase}} \right] \quad 2.29$$

Al reemplazar los valores anteriores en la ecuación 2.29 se tiene:

$$R_{\text{aislamiento total}} = 0,00002106 \frac{\Omega}{\text{milla-fase}} = 0,00003389 \frac{\Omega}{\text{km-fase}}$$

Los datos del conductor que se encuentran en la tabla 2.6 indican que la resistencia en corriente alterna incluyendo el *efecto piel* para los tres conductores que conforman el conductor tripolar es de $0,212 \frac{\Omega}{\text{km}}$ a la frecuencia de 50 Hz. Si se conoce que media una relación directamente proporcional entre la resistencia en corriente alterna y la frecuencia debido a la densidad de corriente variable en el conductor, se puede establecer que la resistencia en corriente alterna de cada conductor a la frecuencia de 60 Hz es:

$$R_{AC \text{ 60 Hz por conductor}} = \frac{0,212}{3} \frac{\Omega}{\text{km}} \frac{60 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,0848 \frac{\Omega}{\text{km-fase}}$$

Por tanto, la resistencia total a las secuencias positiva y negativa, incluyendo el efecto de las corrientes de fuga por el aislamiento es:

$$R_{TOTAL} = R_{AC \text{ 60 Hz por conductor}} + R_{\text{aislamiento total}} \quad 2.30$$

$$R_{TOTAL} = 0,0848339 \frac{\Omega}{km - fase}$$

2.2.4.1.2 Reactancia inductiva

La reactancia inductiva de secuencia positiva y negativa se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$X_1 = X_2 = 0,2794 \frac{f}{60} \log_{10} \frac{GMD_{3c}}{GMR_{1c}} \left[\frac{\Omega}{milla - fase} \right] \quad 2.31$$

Donde:

Los subíndices 1 y 2 indican la secuencia positiva y negativa respectivamente.

f = frecuencia nominal de operación

GMD_{3c} = distancia media geométrica entre los tres conductores, la misma que es igual a la distancia entre los centros de los conductores S indicado en la sección anterior

GMR_{1c} = radio medio geométrico de cada conductor.

Cabe recalcar que la ecuación 2.31 tiene la misma forma de la ecuación 2.22, con la diferencia de que esta última expresa el valor de la reactancia en $\frac{\Omega}{m}$.

El radio medio geométrico para conductores sólidos, es el producto del radio propio del conductor y un factor expresado como $e^{-\frac{1}{4}}$, donde e es el número neperiano. De la figura 2.9 se sabe que el radio propio del conductor es 7,6738 mm, entonces el radio medio geométrico es:

$$GMR_{1c} = 7,6738 \text{ mm} \left(e^{-\frac{1}{4}} \right) = 5,9764 \text{ mm} \quad 2.32$$

Al reemplazar GMD_{3c} y GMR_{1c} y la frecuencia nominal de 60 Hz en la ecuación 2.32, se tiene la reactancia inductiva de secuencia positiva y negativa del cable tripolar.

$$X_1 = X_2 = 0,2794 \frac{60 \text{ Hz}}{60} \log_{10} \frac{23,9 \text{ mm}}{5,9764 \text{ mm}} = 0,168187 \frac{\Omega}{\text{milla} - \text{fase}}$$

$$X_1 = X_2 = 0,104529 \frac{\Omega}{\text{km} - \text{fase}}$$

Por tanto la impedancia serie de secuencia positiva y negativa del conductor tripolar es:

$$Z_1 = Z_2 = 0,0848339 + j0,104529 \frac{\Omega}{\text{km} - \text{fase}}$$

2.2.4.2 Reactancia capacitiva en secuencia positiva y negativa

Debido a que los conductores operan a un voltaje nominal de 6,9 kV, y la separación entre ellos es pequeña, las interacciones de las cargas provocan que un campo eléctrico considerable. Dado que el campo eléctrico se encuentra asociado a la reactancia capacitiva, este parámetro no podría considerárase despreciable. De modo que se calculará este parámetro, siguiendo asimismo las instrucciones brindadas por el *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*.

Para ello, se empieza calculando un *factor geométrico* que es función de las relaciones existentes entre los espesores del aislamiento y el diámetro del conductor. De la figura 2.9 se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{T}{d} = \frac{4,2762 \text{ mm}}{15,3476 \text{ mm}} = 0,2786 \approx 0,28$$

$$\frac{T + t}{d} = \frac{4,2762 \text{ mm} + 0,5 \text{ mm}}{15,3476 \text{ mm}} = 0,3112 \approx 0,31$$

En la figura 9 “Geometric factor for three-conductor belted cables having round or sector conductors” correspondiente al capítulo 4 del *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, se tiene aproximadamente el siguiente factor geométrico en función de las relaciones calculadas anteriormente:

$$G_1 = 1,155$$

Los valores de reactancia capacitiva de secuencia positiva y negativa, se calculan a través de las siguientes expresiones:

$$X_{c_1} = X_{c_2} = \frac{0,597 G_1}{fk} \left[\frac{M\Omega}{\text{milla-fase}} \right] \quad 2.33$$

Donde:

f = frecuencia nominal de operación

k = constante dieléctrica dependiente del tipo de material de aislamiento

Para el *polietileno reticulado silanizado (XLPE)* la constante dieléctrica más próxima es igual a 9, según la tabla 4 “Dielectric Constants of Cable Insulation” del manual tomado como referencia. Al reemplazar el valor de la frecuencia nominal de 60 Hz y el valor de la constante k en la ecuación 2.33 se tiene:

$$X_{c_1} = X_{c_2} = \frac{0,597 (1,155)}{(60 \text{ Hz})(9)} = 0,001277 \text{ M}\Omega \cdot \text{milla} = 0,002055 \text{ M}\Omega \cdot \text{km}$$

Con los resultados anteriores, fácilmente se calcula la admitancia que resulta ser igual al valor de la susceptancia B si se omite el valor de la conductancia G , dado que para efectos prácticos resulta despreciable.

$$B_{c_1} = B_{c_2} = \frac{1}{X_{c_1}} = \frac{1}{X_{c_2}} = \frac{1}{0,002055 \text{ M}\Omega \cdot \text{km}} = 486,62 \frac{\mu S}{\text{km}}$$

La longitud del cable tripolar de potencia es de 810 m (0,81 km). Con esta información podemos resumir en la tabla 2.7 los valores de impedancia serie y admitancia paralelo, para las secuencias positiva y negativa, del cable tripolar de potencia que conecta la estación Elevadora y la estación Booster No.1

Tabla 2.7 Valores de impedancia serie y admitancia de secuencia positiva y negativa del cable tripolar de potencia Booster No. 1-Elevadora

CABLE TRIPOLAR DE POTENCIA: ESTACIÓN ELEVADORA-ESTACIÓN BOOSTER No. 1							
Longitud (km)	0,81						
Impedancia base (Ω)	0,4761	(Ω/km)	(μS/km)	(Ω)	(μS)	(p.u.)	(%)
Secuencia positiva y negativa	Resistencia	0,0848		0,0687		0,144300	14,4000
	Reactancia inductiva	0,1045		0,0847		0,177800	17,7000
	Admitancia capacitiva		486,62		394,16	0,000188	0,0188

2.3 OPERACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE ACUERDO A LA DISPONIBILIDAD DE CAUDALES EN LOS PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE [1]

La producción de energía eléctrica a cargo de las centrales Recuperadora y El Carmen no constituyen la finalidad operativa de estos sistemas. Como se había mencionado en el capítulo anterior, la prioridad de los sistemas Papallacta Integrado y La Mica-Quito Sur, de los cuales forman parte dichas centrales, es proveer ininterrumpidamente agua cruda para su posterior tratamiento en las plantas de potabilización de Bellavista y El Troje. Esto significa que ante alguna eventualidad y las centrales tengan que obligadamente salir de operación, la conducción del agua por los sistemas de aducción debe continuar. Por ello, cada central cuenta con un bypass, de modo que el agua se desvíe para continuar su tránsito hacia las plantas de tratamiento.

En esta sección se analizará la producción de energía eléctrica de las centrales Recuperadora y El Carmen, de acuerdo a los volúmenes netos de agua cruda ingresados en las turbinas, para el período comprendido desde abril 2009

hasta marzo 2010. Esto permitirá también apreciar la influencia de las estaciones lluviosa y seca en la operación de los sistemas.

2.3.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CENTRAL RECUPERADORA Y CONSUMO DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO [4] [5].

En el capítulo anterior, se describió que los recursos hídricos de los que se vale el sistema Papallacta Integrado para proveer agua potable al norte del Distrito Metropolitano de Quito provienen por bombeo y por gravedad.

Los caudales provenientes por bombeo, pertenecientes a la primera etapa del sistema Papallacta Integrado, son los correspondientes a las captaciones de los ríos Blanco Chico, Tuminguína y Papallacta, impulsados por medio de la acción en cascada de tres estaciones de bombeo denominadas Elevadora, Booster No. 1 y Booster No. 2, que logran vencer un desnivel de más de 600 m. hasta la entrada del túnel Quito [1].

Los caudales que llegan hasta la entrada del túnel Quito por gravedad, provienen de los embalses de regulación de la presa Salve Faccha, el dique Mogotes y de la laguna Sucos, y de las captaciones secundarias Quillugsha, Guaytaloma, Guambicocha, Chalpi Norte entre otras. La provisión de caudales por gravedad pertenece a la etapa denominada *Optimización Papallacta Ramal Norte* [1].

La operación del sistema depende de los períodos estacionales de la cuenca hidrográfica oriental, de modo que en los períodos lluviosos, que generalmente comprenden desde abril hasta septiembre, las abundantes precipitaciones permiten que casi la totalidad de la demanda de agua cruda de la planta de Bellavista sea abastecida por los caudales a gravedad, en tanto que el faltante sea suministrado por los caudales a impulsión; en cambio, en los períodos de estiaje, comprendidos desde octubre hasta marzo, son los caudales a impulsión quienes cobran importancia para satisfacer la demanda, dada la poca afluencia de los caudales por gravedad aún cuando el sistema dispone de caudales de regulación aportados por los embalses. En la figura 2.10 se muestra los

volúmenes de agua cruda netos aportados tanto por gravedad como por bombeo a la entrada del túnel Quito, durante el año de operación en estudio.

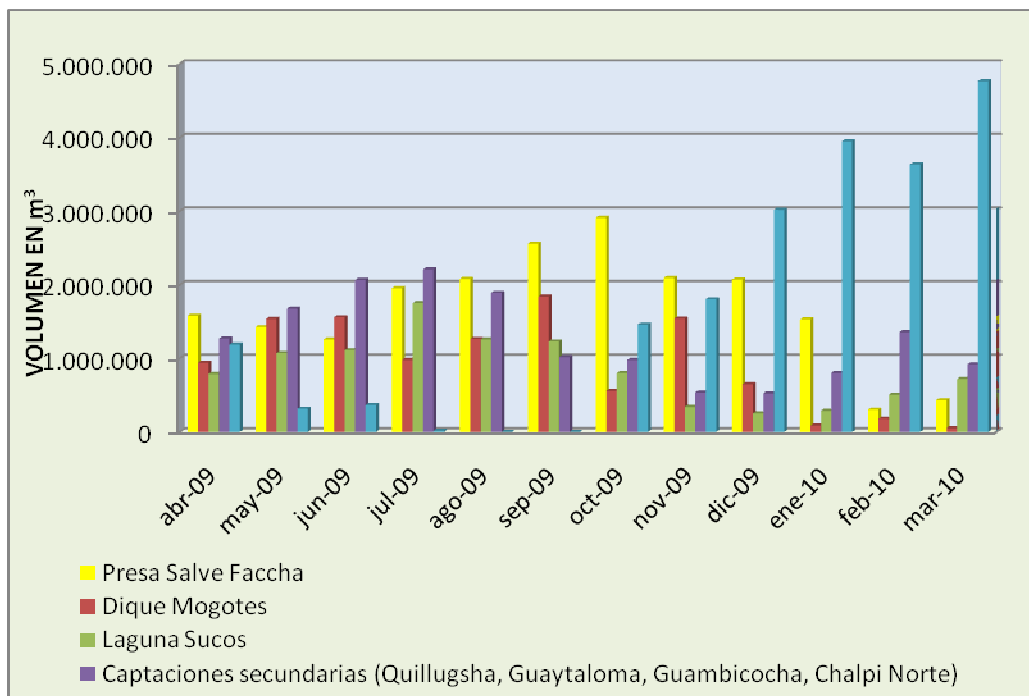


Fig. 2.10 Volúmenes de agua cruda aportados por el sistema Papallacta Integrado a la entrada del túnel Quito [4] [5]

La figura 2.10 ilustra que durante la estación lluviosa desde abril a septiembre de 2009, el aporte de los caudales por bombeo ha sido muy poco e incluso nulo en algunos meses, pero a partir de octubre de 2009, los caudales por impulsión han ido creciendo considerablemente. Durante el estiaje, como se observa en la figura 2.10, los caudales provenientes del embalse de la presa Salve Faccha han sido mayormente aprovechados en comparación con otros embalses y captaciones por gravedad. Esto revela la importancia de contar con embalses de regulación estacional, ya que de lo contrario, en los períodos secos, la demanda de la planta de Bellavista necesitaría ser satisfecha con caudales de impulsión aún mayores, lo que implica la operación de un mayor número de líneas de bombeo y sus consecuentes costos adicionales por el consumo de energía. Sin embargo, se debe hacer notar que al final de los períodos lluviosos, tal como se observa en las figuras 2.11, 2.12 y 2.13, estos embalses se encuentran muy

cercanos a su cota máxima, de tal modo que podría aprovecharse tal situación para aportar mayores caudales durante el estiaje y así reducir la oferta de caudales por impulsión. No obstante, esto implicaría correr el riesgo que durante la próxima estación lluviosa, las precipitaciones en las zonas aledañas a los embalses no sean abundantes, de modo que no se alcancen a llenar los embalses, poniendo en claro riesgo el abastecimiento de agua potable para los habitantes del norte del Distrito. Ante esta situación, los operadores del sistema siempre mantienen un margen de operación segura de los embalses, a fin de que las reservas de agua cruda del sistema no se encuentren en riesgo. Muchas de las veces, este margen de seguridad resulta muy ineficiente, puesto que en algunas estaciones lluviosas se ha llegado a la necesidad de evacuar el agua al contar con embalses en su cota máxima [4] [5] [6].

Para el sistema La Mica-Quito Sur y su central El Carmen, que se estudiará en la próxima sección, la operación del embalse de la presa La Mica es mayormente compleja, en virtud de que este embalse constituye la principal y única reserva de agua cruda con que cuenta el sistema.

Como se puso de manifiesto anteriormente, no toda el agua disponible a la entrada del túnel Quito atraviesa la turbina de la central Recuperadora. Cuando los mantenimientos programados o forzados de la central la obliguen a salir de operación, el sistema cuenta con una válvula disipadora que actúa como bypass para desviar el agua de la turbina y mantener el fluido de agua hacia la planta de Bellavista. En la tabla 2.8 se resumen los volúmenes de agua cruda, que durante el período abril 2009-marzo 2010, han pasado por la turbina de la central y por la válvula disipadora.

Tabla 2.8 Volúmenes de agua cruda transferidos a la válvula disipadora de presión y a la turbina de la central hidroeléctrica Recuperadora [4] [5]

MES	VOLUMEN DE AGUA A TRAVÉS DE LA VÁLVULA DISIPADORA	VOLUMEN DE AGUA TURBINADA EN LA CENTRAL RECUPERADORA
	(m ³)	(m ³)
Abr-09	437.808,00	5.138.650,00

May-09	42.812,00	5.784.846,00
Jun-09	149.040,00	6.438.926,00
Jul-09	61.215,00	6.844.753,00
Ago-09	36.720,00	6.556.324,00
Sep-09	155.523,00	6.488.941,00
Oct-09	306.630,00	6.831.610,00
Nov-09	0	6.534.490,00
Dic-09	11.280,00	6.790.944,00
Ene-10	0	7.028.987,00
Feb-10	57.546,00	6.211.135,00
Mar-10	30.816,00	6.889.464,00

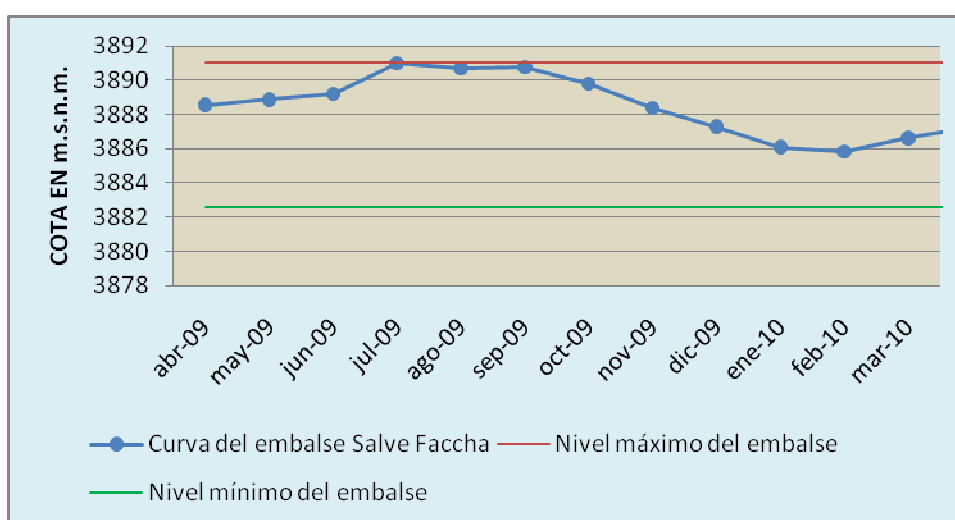


Fig. 2.11 Estrategia de operación del embalse de la presa Salve Faccha durante un año de operación

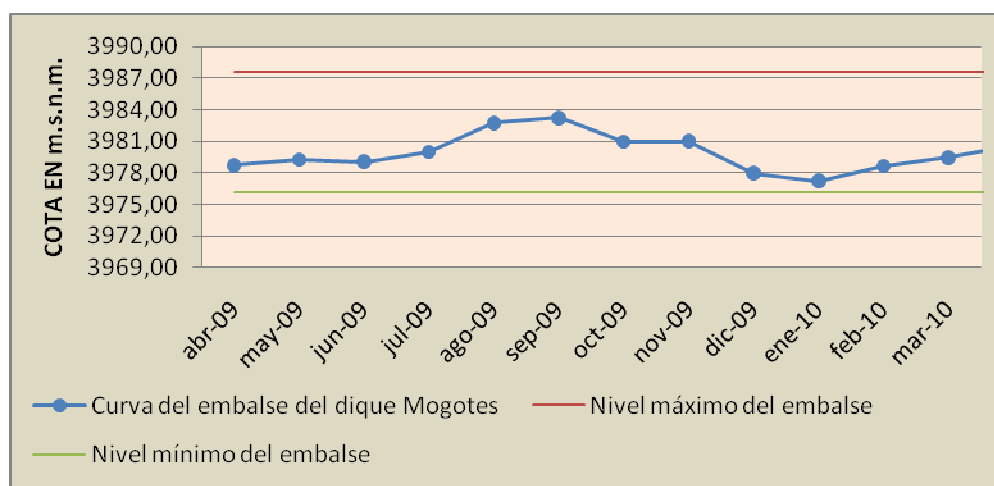


Fig. 2.12 Estrategia de operación del embalse del dique Mogotes durante un año de operación

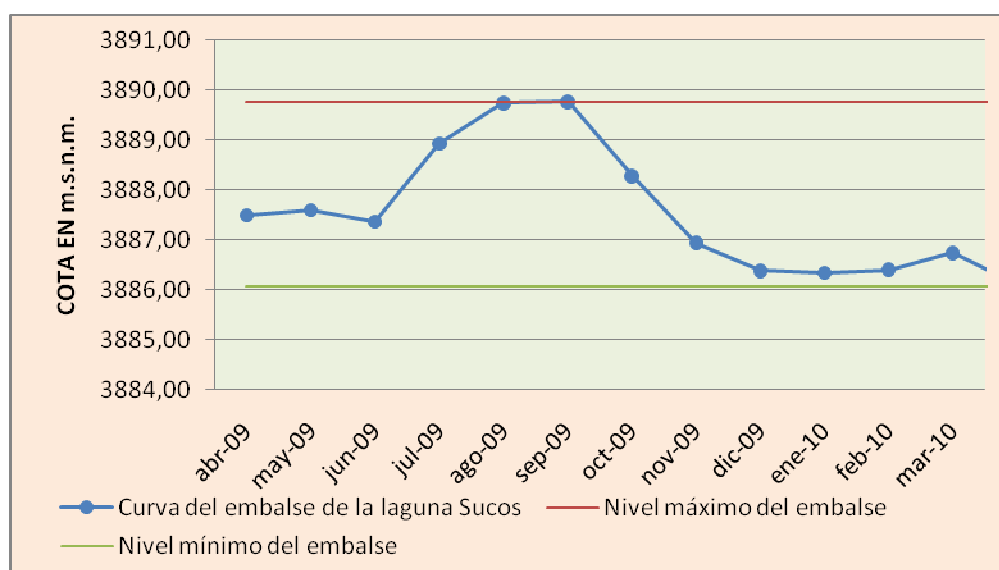


Fig. 2.13 Estrategia de operación del embalse de la laguna Sucos durante un año de operación

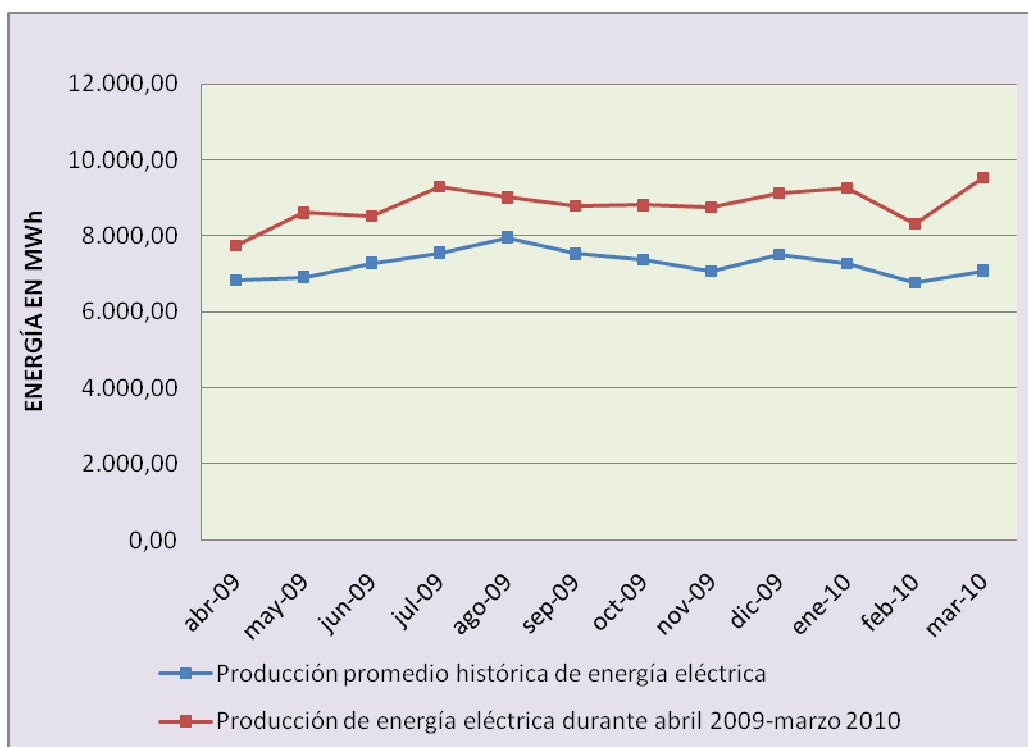


Fig. 2.14 Producción de energía eléctrica histórica y durante abril 2009-marzo 2010 de la central Recuperadora

Los volúmenes de agua cruda turbinados por la central Recuperadora, durante el año en estudio, permitieron lograr una producción de energía eléctrica superior a la producción histórica. En la figura 2.14 se muestra la producción de energía eléctrica durante abril 2009-marzo 2010, comparada con la producción promedio histórica de energía de la central Recuperadora.

En la tabla 2.9 se presenta la información concerniente a la potencia eléctrica promedio durante la estación lluviosa y seca, que servirá para la modelación y simulación del sistema para cada período estacional.

Los consumos de energía eléctrica de las estaciones de bombeo también se comparan en la figura 2.15 con los valores históricos. Se nota en la figura 2.15 que durante la estación lluviosa, el consumo de energía de las estaciones de bombeo fue menor al promedio histórico, sin embargo, durante el estiaje, hubo un despunte significativo del consumo con relación al promedio.

Tabla 2.9 Valores promedio de potencia eléctrica en bornes del generador de la central Recuperadora para las estaciones lluviosa y de estiaje

PERÍODO COMPRENDIDO DESDE ABRIL 2009 HASTA MARZO 2010			
TEMPORADA LLUVIOSA		TEMPORADA DE ESTIAJE	
MES	POTENCIA ELÉCTRICA PROMEDIO	MES	POTENCIA ELÉCTRICA APROXIMADA
	(MW)		(MW)
Abr-09	10,08	Oct-09	13,11
May-09	10,54	Nov-09	12,31
Jun-09	12,32	Dic-09	12,34
Jul-09	12,5	Ene-10	12,74
Ago-09	11,87	Feb-10	12,51
Sep-09	12,54	Mar-10	12,5
PROMEDIO	11,64	PROMEDIO	12,58

Generalmente podemos establecer las condiciones de operación de las estaciones de bombeo, para cada estación climática con los valores mostrados en la tabla 2.10.

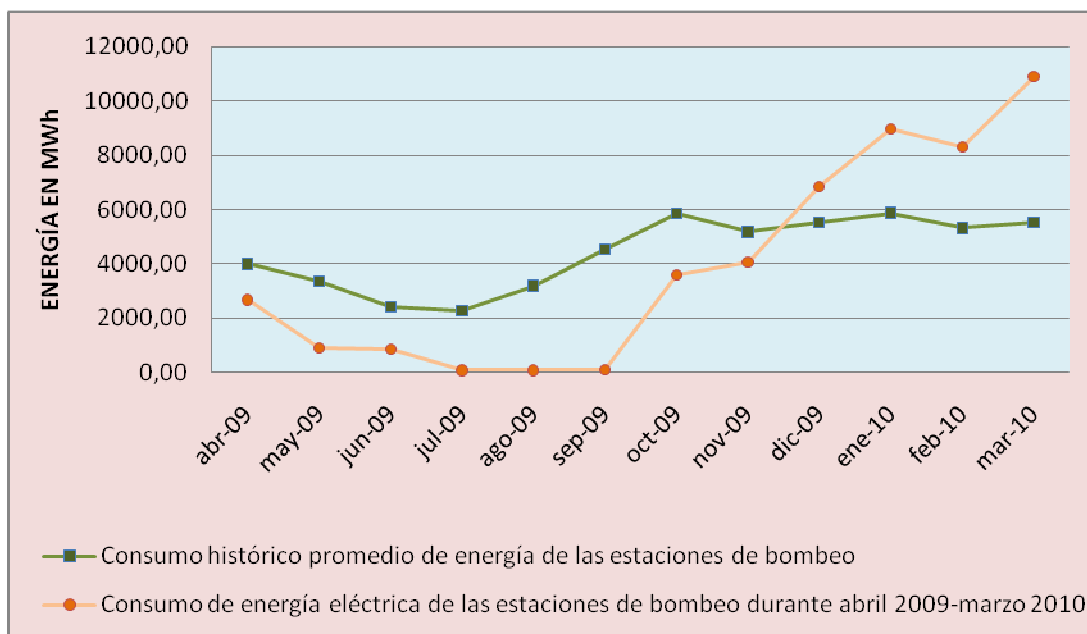


Fig. 2.15 Consumo de energía promedio y durante abril 2009-marzo 2010 de las estaciones de bombeo del sistema Papallacta Integrado [4] [5]

Tabla 2.10 Condiciones operativas de las estaciones de bombeo para las estaciones lluviosa y de estiaje

Estaciones de bombeo	Líneas de bombeo	Potencia de cada unidad de bombeo (kW)	TEMPORADA LLUVIOSA		TEMPORADA DE ESTIAJE	
			Líneas de bombeo	Potencia (kW)	Líneas de bombeo	Potencia (kW)
ELEVADORA	5	470	1	470	3	1.410
BOOSTER No. 1	5	2.800	1	2.800	3	8.400
BOOSTER No. 2	5	2.800	1	2.800	3	8.400
TOTAL			6.070		TOTAL 18.210	

2.3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CENTRAL EL CARMEN [4] [5]

A diferencia del sistema Papallacta Integrado, el sistema La Mica-Quito Sur dispone como oferta de agua cruda únicamente caudales por gravedad. Para ello cuenta con el embalse de regulación de la presa La Mica y las captaciones secundarias de los ríos Jatunhuayco, Diguchi y Antisana.

La operación del sistema La Mica-Quito Sur está condicionada tanto por la influencia de las estaciones de tiempo como por la operación del sistema Pita. Durante la temporada lluviosa, el sistema Pita cubre la demanda de su planta de tratamiento en Puengasí, lo que permite al sistema La Mica-Quito Sur preocuparse por cubrir la demanda de su propia planta de tratamiento en El Troje. Sin embargo, este panorama cambia ostensiblemente durante el estiaje, porque a más de satisfacer la demanda de la planta de El Troje, el sistema cubre los caudales deficitarios del sistema Pita para la planta de Puengasí. En otras palabras, los caudales requeridos durante la estación lluviosa son menores a los requeridos durante el estiaje. En la figura 2.16 se muestra el detalle de los volúmenes de agua cruda aportados por el sistema La Mica-Quito Sur durante el período comprendido entre abril de 2009 y marzo de 2010 [4] [5].

La ventaja con que cuenta el sistema para cubrir su propia demanda e incluso la de otro sistema, es la de disponer de una reserva de agua cruda muchísimo mayor a la reserva almacenada por el sistema Papallacta Integrado en sus embalses Salve Faccha, Mogotes y Sucos. Esta reserva de agua cruda alcanza cerca de los 26 millones de metros cúbicos en la cota máxima del embalse de la presa La Mica. Así puede disponer de un caudal de regulación, lo suficientemente importante como para suplir los requerimientos de su planta de tratamiento asociada como la de la planta asociada al sistema Pita. La estrategia de operación de este embalse también está marcada por un margen de operación por encima de la cota mínima de operación, a fin de no poner en riesgo el suministro de agua potable a los habitantes del sur del Distrito. En la figura 2.17 se ilustra la operación del embalse de la presa la Mica durante el año de operación en estudio.

Por las mismas razones expuestas para el sistema Papallacta Integrado, no todo el volumen neto de agua cruda disponible por el sistema La Mica-Quito Sur pasa por la turbina de la central El Carmen, ya que también cuenta con una válvula disipadora que actúa como bypass a la entrada de la turbina. En la tabla 2.11 se detallan los volúmenes de agua que pasaron por la válvula disipadora de presión como por la turbina de la central.

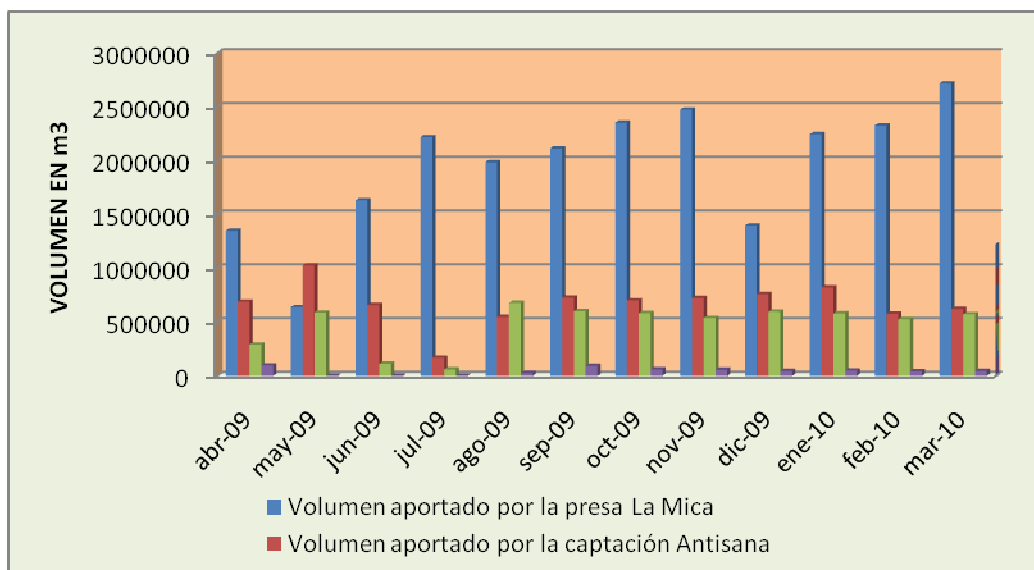


Fig. 2.16 Volúmenes de agua cruda aportados por el sistema La Mica-Quito Sur

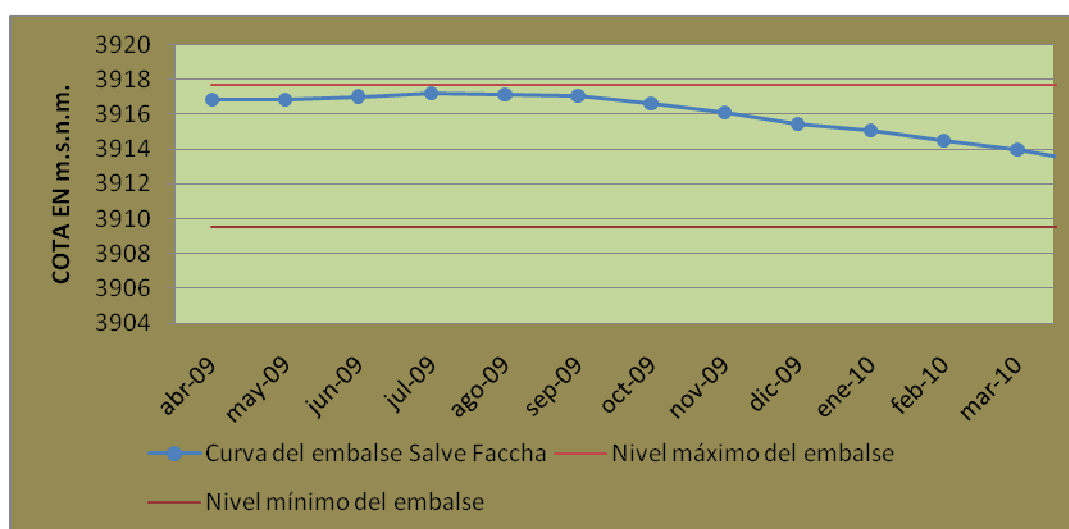


Fig. 2.17 Operación mensual del embalse de la presa La Mica durante un año de operación

Tabla 2.11 Volúmenes de agua cruda transferidos a la válvula disipadora de presión y a la turbina de la central hidroeléctrica El Carmen

MES	VOLUMEN DE AGUA A TRAVÉS DE LA VÁLVULA DISIPADORA	VOLUMEN DE AGUA TURBINADA EN LA CENTRAL EL CARMEN

	(m3)	(m3)
Abr-09	31.716,00	2.311.672,00
May-09	32.078,00	2.189.707,00
Jun-09	0	2.396.207,00
Jul-09	31.048,00	2.425.210,00
Ago-09	0	3.227.750,00
Sep-09	9.345,00	3.529.671,00
Oct-09	10.835,00	3.674.258,00
Nov-09	10.078,00	3.785.332,00
Dic-09	0	2.834.376,00
Ene-10	2.070.886,00	1.658.626,00
Feb-10	1.346.848,00	2.148.296,00
Mar-10	0	3.975.832,00

Los volúmenes de agua cruda ingresados a la turbina de la central permitieron una producción de energía eléctrica que sigue la tendencia marcada por el promedio histórico, como se observa en la figura 2.18, a excepción de los meses de enero y febrero de 2010, donde por prolongadas salidas de operación de la central, la producción está por debajo del promedio histórico.

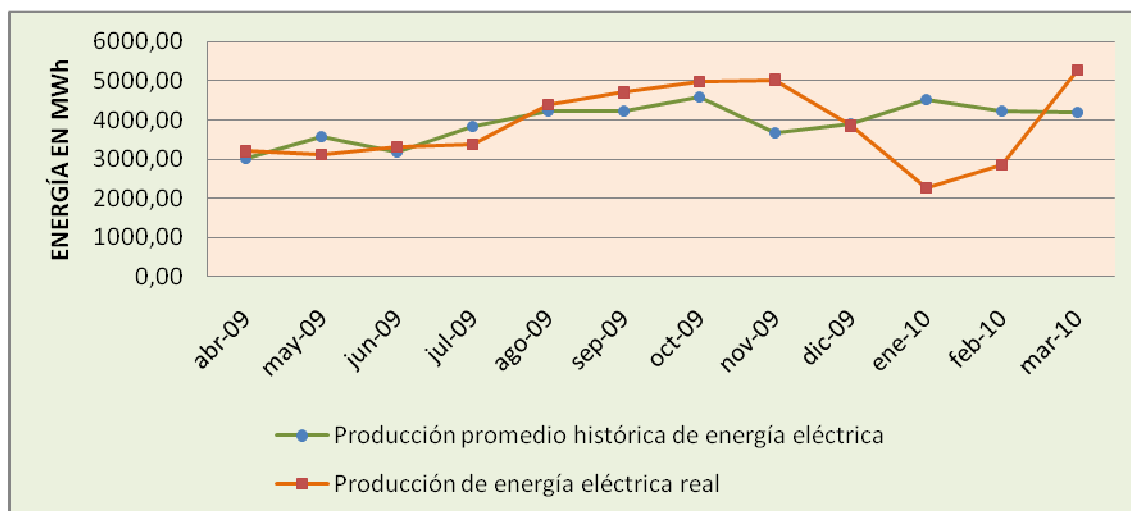


Fig. 2.18 Producción de energía eléctrica histórica y durante abril 2009-marzo 2010 de la central El Carmen [4] [5]

En la tabla 2.12 se presenta la información concerniente a la potencia eléctrica promedio durante la estación lluviosa y seca, que servirá para la modelación y simulación del sistema para cada período estacional.

Tabla 2.12 Valores promedio de potencia eléctrica en bornes del generador de la central El Carmen para las estaciones lluviosa y de estiaje

PERÍODO COMPRENDIDO DESDE ABRIL 2009 HASTA MARZO 2010			
TEMPORADA LLUVIOSA		TEMPORADA DE ESTIAJE	
MES	POTENCIA ELÉCTRICA APROXIMADA	MES	POTENCIA ELÉCTRICA APROXIMADA
	(MW)		(MW)
Abr-09	5,01	Oct-09	7,58
May-09	4,69	Nov-09	8,06
Jun-09	5,06	Dic-09	5,83
Jul-09	5,07	Ene-10	5,56
Ago-09	6,61	Feb-10	7,82
Sep-09	7,54	Mar-10	8,15
PROMEDIO	5,66	PROMEDIO	7,16

2.3.3 ÍNDICE DE PÉRDIDA DE CARGA [10]

Dentro del campo de estudio de los Sistemas Eléctricos de Potencia, existe un área de investigación denominada Confiabilidad, destinada a asegurar que los componentes de un sistema cumplan con su funcionamiento y propósito adecuadamente, durante un período de tiempo y bajo ciertas condiciones operativas. Mantener índices de confiabilidad grandes, significa asegurar que los sistemas, expuestos a un sinnúmero de contingencias, proporcionen el suministro continuo de potencia y energía bajo condiciones de calidad. Por ello, en esta sección trataremos de determinar un importante criterio de confiabilidad en los sistemas de generación que nos permite predecir, probabilísticamente, el número de unidades de tiempo por cada período, durante el cual la carga será mayor que la generación, este criterio se lo denomina *Índice de pérdida de carga*. Con este índice, también denominado LOLE (por sus siglas en inglés *Loss of Load Expectation*), determinaremos cuantos días al mes se espera que la carga, referida a las estaciones de bombeo, superará a la generación existente de las centrales Recuperadora y El Carmen, pudiendo establecer un valor estimado de la potencia que es necesaria adquirir desde el SNI. Para ello empezaremos calculando un índice denominado *Forced Out Rate* (FOR), que significa tasa de

salida forzada, de las unidades de generación. La tabla 2.13 nos muestra un detalle del tiempo de operación y el tiempo fuera de servicio por razones forzadas o emergentes, durante cada mes, durante el período comprendido desde abril de 2009 hasta junio de 2010. Se ha extendido el período hasta junio, para tener en los cálculos de las salidas forzadas mayor aproximación.

Tabla 2.13 Tiempo de operación y de salidas forzadas de las centrales Recuperadora y El Carmen

SALIDAS FORZADAS Y DISPONIBILIDAD DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS						
MES	CENTRAL HIDROELÉCTRICA RECUPERADORA			CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CARMEN		
	Horas fuera de servicio forzado	Horas de servicio nominales	Horas de servicio reales	Horas fuera de servicio forzado	Horas de servicio nominales	Horas de servicio reales
	(HORAS)	(HORAS)	(HORAS)	(HORAS)	(HORAS)	(HORAS)
Abr-09	23,10	720,00	679,93	7,16	720,00	702,50
May-09	2,85	744,00	732,90	23,85	744,00	710,50
Jun-09	11,40	720,00	698,60	0,00	720,00	720,00
Jul-09	1,08	744,00	731,92	5,83	744,00	728,40
Ago-09	0,92	744,00	737,80	0,00	744,00	744,00
Sep-09	20,98	720,00	691,77	3,83	720,00	713,55
Oct-09	39,88	744,00	696,53	2,87	744,00	739,55
Nov-09	2,67	720,00	709,58	2,92	720,00	716,75
Dic-09	8,87	744,00	735,13	1,25	744,00	741,00
Ene-10	4,25	744,00	737,67	72,87	744,00	454,00
Feb-10	4,00	672,00	663,67	25,87	672,00	419,00
Mar-10	3,83	744,00	736,83	0,00	744,00	744,00
Abr-10	21,75	720,00	698,25	5,75	720,00	699,00
May-10	0,00	744,00	735,10	4,75	744,00	736,00
Jun-10	0,00	720,00	714,50	12,25	720,00	695,00
TOTAL	145,58	10944,00	10700,18	169,20	10944,00	10263,25

La tasa de salida forzada para cada unidad de generación (FOR) se define como:

$$FOR = \frac{\text{Horas fuera servicio forzadas}}{\text{Horas de servicio} + \text{Horas fuera de servicio forzadas}} \quad 2.34$$

Si se reemplaza las horas de servicio y las horas fuera de servicio forzadas totales mostrados en la tabla 2.13 en la ecuación 2.34, se tiene la tasa de salida forzada anual de cada unidad de generación:

$$FOR_{\text{RECUPERADORA}} = \frac{145,58 \text{ h}}{10.700,18 \text{ h} + 145,58 \text{ h}} * 100 = 1,3422 \%$$

$$FOR_{\text{EL CARMEN}} = \frac{169,20 \text{ h}}{10.263,25 \text{ h} + 169,20 \text{ h}} * 100 = 1,6219 \%$$

Con los cálculos de las tasas de salidas forzadas para cada unidad de generación, se elabora una tabla de pérdida de capacidad. Esta tabla de pérdida de capacidad se compara con una curva de la demanda, que para nuestro caso, presentará una tendencia constante dependiendo del número de líneas de impulsión en operación de cada estación de bombeo del sistema Papallacta Integrado. Esto puede explicarse tomando en cuenta que las líneas de bombeo en operación, no son función del tiempo sino de la disponibilidad de los caudales por gravedad.

El índice de pérdida de carga de esperada LOLE se define como:

$$LOLE = \sum_{k=1}^n p_k t_k \quad 2.35$$

Donde:

p_k = probabilidad de una determinada capacidad fuera de servicio

t_k = número de unidades de tiempo que una determinada capacidad fuera de servicio origina pérdida de capacidad.

El índice de pérdida de energía esperada LOEE (por sus siglas en *inglés* *Loss of Energy Expectation*) se define como:

$$LOLE = \sum_{k=1}^m p_k A_k \quad 2.36$$

Donde:

p_k = probabilidad de una determinada capacidad fuera de servicio.

A_k = pérdida de energía asociada a una determinada capacidad fuera de servicio.

Las unidades de LOLE son unidades de tiempo para un período establecido. Por ejemplo, si el período de tiempo es un mes, el índice LOLE será un porcentaje del número de segundos, minutos u horas en un mes, donde la carga superará a la capacidad de generación. En tanto que las unidades del LOEE son unidades de energía en un período de tiempo, es decir, la pérdida de energía esperada durante un mes, debido a la expectativa, probabilísticamente calculada, de que la carga supere a la generación. Cabe anotar que estos índices, no toman en cuenta los mantenimientos programados, puesto que estos períodos son de naturaleza determinística, y lo que estos índices tratan de evaluar es una proyección futura de la potencia y energía deficitaria debido a la aleatoriedad de las contingencias en los sistemas.

La tabla 2.14 muestra los índices de confiabilidad de pérdida de carga y de pérdida de energía del sistema eléctrico de potencia en estudio. Esta tabla nos demuestra los escenarios que hemos ya evaluado. Por ejemplo, para la estación seca, donde se utilizan mínimo tres líneas de bombeo la expectativa de pérdida de carga es del 2,9423% del período de tiempo a considerar, es decir, si durante un mes de operación del sistema (31 días = 744 horas), se llegan a utilizar tres líneas de bombeo, se espera que 0,91 días o 21,89 horas del mes, la demanda de las estaciones de bombeo superará a la generación disponible de las centrales Recuperadora y El Carmen. Esto también puede evaluarse en términos de energía para el mismo escenario, de tal modo que se espera que el máximo déficit de energía eléctrica, durante un mes afectado por el estiaje, sea de 178,45 MWh que deben ser suplidos por el Sistema Nacional Interconectado.

Tabla 2.14 Tabla de pérdida de capacidad y de los índices de pérdida de carga y de energía para condiciones nominales y bajo el efecto de las temporadas lluviosa y de estiaje en el sistema eléctrico de potencia

TABLA DE PROBABILIDADES DE PÉRDIDA DE CAPACIDAD E ÍNDICES DE PÉRDIDAS DE CARGA Y DE ENERGÍA ESPERADAS LOLE y LOEE												
CONDICIONES NOMINALES DE OPERACIÓN					LÍNEAS DE BOMBEO				LÍNEAS DE BOMBEO			
					4	3	2	1	4	3	2	1
					POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)
					24,28	18,21	12,14	6,07	18064,32	13548,24	9032,16	4516,08
Recuperadora	El Carmen	Capacidad fuera de servicio (MW)	Capacidad disponible (MW)	Probabilidad	LOLE (%)	LOLE (%)	LOLE (%)	LOLE (%)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)
S	S	0	22,72	0,970576691	97,0576	0	0	0	1126,49	0	0	0
S	F	8,4	14,32	0,016001309	1,6001	1,6001	0	0	118,57	46,3103	0	0
F	S	14,32	8,4	0,013204309	1,3204	1,3204	1,3204	0	156,01	96,3734	36,7417	0
F	F	22,72	0	0,000217691	0,0217	0,0217	0,0217	0,0217	393,24	2,9493	1,9662	0,9831
TOTAL					100	2,9423	1,3422	0,0217	1794,31	145,6331	38,7080	0,9831
ESTACIÓN LLUVIOSA					LÍNEAS DE BOMBEO				LÍNEAS DE BOMBEO			
					4	3	2	1	4	3	2	1
					POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)
							12,14	6,07			9032,16	4516,08
Recuperadora	El Carmen	Capacidad fuera de servicio (MW)	Capacidad disponible (MW)	Probabilidad	LOLE (%)	LOLE (%)	LOLE (%)	LOLE (%)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)
S	S	0	17,3037	0,970576691			0	0			0	
S	F	5,6628	11,6409	0,016001309			1,6001	0			5,9420	
F	S	11,6409	5,6628	0,013204309			1,32043	1,3204			63,6317	4,0001
F	F	17,3037	0	0,000217691			0,0217	0,0217			1,9662	0,9831
TOTAL							2,9423	1,3422			71,5400	4,9831

ESTACIÓN SECA					LÍNEAS DE BOMBEO				LÍNEAS DE BOMBEO			
					4	3	2	1	4	3	2	1
					POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)	ENERGÍA (MWh)
					24,28	18,21			18064,32	13548,24		
Recuperadora	El Carmen	Capacidad fuera de servicio (MW)	Capacidad disponible (MW)	Probabilidad	LOLE (%)	LOLE (%)	LOLE (%)	LOLE (%)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)	LOEE (MWh)
S	S	0	19,7469	0,970576691	97,0576	0			3273,38	0		
S	F	7,1640	12,5830	0,016001309	1,6001	1,6001			139,25	66,9896		
F	S	12,5830	7,1640	0,013204309	1,3204	1,3204			168,15	108,5164		
F	F	19,7469	0	0,000217691	0,0217	0,02176			3,93	2,9493		
TOTAL					100	2,9423			3584,71	178,4553		

S: fuera de servicio

F: fuera de servicio

2.4 MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO A TRAVÉS DEL PROGRAMA POWER FACTORY BAJO DIFERENTES CONDICIONES OPERATIVAS [8]

La simulación del sistema eléctrico de potencia, cuyo diagrama unifilar se muestra en la figura 2.19, se lo realiza mediante estudios de flujo de potencia por medio del programa Power Factory, a fin de analizar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios operativos. El análisis de flujos de potencia es una fotografía instantánea de la operación del sistema enmarcada en ciertas condiciones, determinadas por la estación de tiempo en que se debate el sistema [7]. Los estudios de flujos de potencia son muy útiles a la hora de determinar la transferencia de potencia hacia o desde el S.N.I., lo cual permite estimar la cantidad de energía eléctrica vendida o comprada al Mercado Eléctrico Ecuatoriano; evaluar las pérdidas de potencia activa en los diferentes tramos de la línea de transmisión traducidas en el tiempo en energía; determinar los aportes de potencia reactiva de la línea de transmisión, así como también el perfil de voltajes de cada una de las barras. Los escenarios operativos que se analizarán para el sistema son: condiciones nominales, estación lluviosa, estación seca y condiciones críticas.

Las condiciones nominales de operación son aquellas determinadas por los valores nominales de los equipamientos electromecánicos determinados por el fabricante; las condiciones operativas determinadas por las estaciones lluviosa y seca, se han estipulado de acuerdo a la estrategia de operación de las centrales y de las estaciones de bombeo de acuerdo a la disponibilidad de caudales; y, el escenario que se ha propuesto con la denominación de condiciones críticas, pretende evaluar el comportamiento del sistema cuando las dos centrales de generación se encuentran simultáneamente fuera de operación y las estaciones de bombeo operan en cascada con cuatro líneas de bombeo. En la tabla 2.15 se presenta el resumen de las diferentes condiciones operativas del sistema para los escenarios planteados. Se debe tener en cuenta que la actuación de los LTC's de

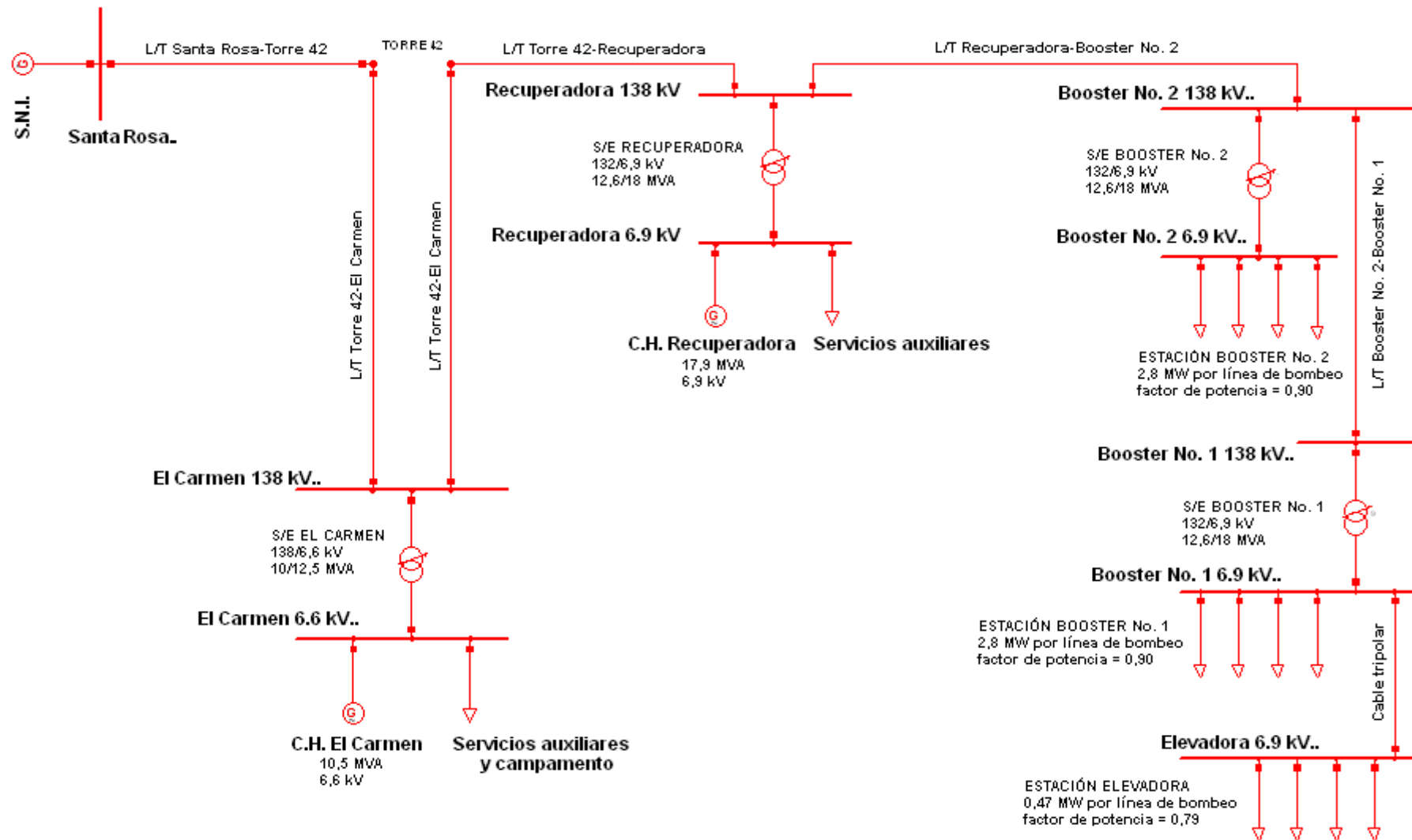


Fig. 2.19 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia

Tabla 2.15 Condiciones operativas en diferentes escenarios del sistema para el estudio de flujos de potencia

CONDICIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA EN DIFERENTES ESCENARIOS OPERATIVOS PARA EL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA												
ELEMENTOS	CONDICIONES NOMINALES			ESTACIÓN LLUVIOSA			ESTACIÓN SECA			CONDICIONES CRÍTICAS		
CENTRAL	Potencia (MW)		Factor de potencia	Potencia (MW)		Factor de potencia	Potencia (MW)		Factor de potencia	Potencia (MW)		Factor de potencia
Recuperadora	14,32		0,8	11,64		0,95	12,58		0,95	FUERA DE SERVICIO		0
El Carmen	8,4		0,8	5,66		0,95	7,16		0,95	FUERA DE SERVICIO		0
SUBESTACIÓN	LTC's		Posición del tap	LTC's		Posición del tap	LTC's		Posición del tap	LTC's		Posición del tap
Recuperadora	BLOQUEADO		9	BLOQUEADO		2	BLOQUEADO		3	BLOQUEADO		9
El Carmen	BLOQUEADO		9	BLOQUEADO		8	BLOQUEADO		8	BLOQUEADO		9
Booster No. 2	AJUSTE AUTOMÁTICO		10	AJUSTE AUTOMÁTICO		7	AJUSTE AUTOMÁTICO		9	AJUSTE AUTOMÁTICO		10
Booster No. 1	AJUSTE AUTOMÁTICO		11	AJUSTE AUTOMÁTICO		7	AJUSTE AUTOMÁTICO		9	AJUSTE AUTOMÁTICO		11
ESTACIONES	Líneas de bombeo	Potencia (MW)	Factor de potencia	Líneas de bombeo	Potencia (MW)	Factor de potencia	Líneas de bombeo	Potencia (MW)	Factor de potencia	Líneas de bombeo	Potencia (MW)	Factor de potencia
Booster No. 2	4	11,2	0,9	1	2,8	0,9	3	8,4	0,9	4	11,2	0,9
Booster No. 1	4	11,2	0,9	1	2,8	0,9	3	8,4	0,9	4	11,2	0,9
Elevadora	4	1,88	0,79	1	0,47	0,79	3	1,41	0,79	4	1,88	0,79

Tabla 2.16 Soluciones a los flujos de potencia para los diferentes escenarios operativos del sistema propuestos

SOLUCIONES DE LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA PARA DIFERENTES ESCENARIOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE QUITO													
BARRA	Voltaje nominal	CONDICIONES NOMINALES			ESTACIÓN LLUVIOSA			ESTACIÓN SECA			CONDICIONES CRÍTICAS		
		Voltaje	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Voltaje	Ángulo
	(kV)	(kV)	(p.u.)	(deg.)	(kV)	(p.u.)	(deg.)	(kV)	(p.u.)	(deg.)	(kV)	(p.u.)	(deg.)
Santa Rosa	138	138	1	0	138	1	0	138	1	0	138	1	0
El Carmen 138 kV	138	136,3	0,988	0,0762	138,98	1,0071	0,4097	138,02	1,0001	0,0427	135,9	0,9848	-1,015
El Carmen 6,6 kV	6,6	6,6	1	34,2717	6,6	1	33,1982	6,6	1	33,6252	6,5	0,9839	28,8722
Recuperadora 138 kV	138	133,9	0,9706	-0,2147	139,53	1,0111	0,6201	137,4	0,9957	-0,2054	133,5	0,9674	-2,1033
Recuperadora 6,9 kV	6,9	6,9	1	33,7129	6,9	1	33,9287	6,9	1	33,3613	6,98	1,0109	27,8519
Booster No. 2 138 kV	138	132,5	0,96	-0,8492	139,25	1,009	0,4671	136,38	0,9883	-0,6605	132,03	0,9567	-2,7419
Booster No. 2 6,9 kV	6,9	6,8	0,9846	26,146	7,06	1,0225	29,7414	6,97	1,0104	27,17	6,77	0,981	24,2321
Booster No. 1 138 kV	138	132,3	0,9586	-0,9255	139,21	1,0088	0,4493	136,25	0,9873	-0,715	131,84	0,9554	-2,8188
Booster No. 1 6,9 kV	6,9	6,8	0,9879	25,6367	7,04	1,0204	29,6019	6,92	1,0034	26,7366	6,79	0,9843	23,7189
Elevadora 6,9 kV	6,9	6,8	0,9825	25,5629	7,03	1,0191	29,5841	6,9	0,9995	26,6828	6,75	0,9789	23,6446

Tabla 2.17 Transferencias de potencia activa y potencia reactiva del sistema para los diferentes escenarios operativos

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA REACTIVA PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DEL SISTEMA											
BARRA INICIAL		BARRA FINAL		CONDICIONES NOMINALES		ESTACIÓN LLUVIOSA		ESTACIÓN SECA		CONDICIONES CRÍTICAS	
				Flujo de potencia activa	Flujo de potencia reactiva	Flujo de potencia activa	Flujo de potencia reactiva	Flujo de potencia activa	Flujo de potencia reactiva	Flujo de potencia activa	Flujo de potencia reactiva
Nombre	Voltaje (kV)	Nombre	Voltaje (kV)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
Santa Rosa	138	El Carmen	138	2,451851	13,457279	-10,694074	-6,71534	-0,899465	-0,793461	25,340491	11,119334
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-2,403458	-15,133705	10,727724	4,951258	0,899702	-1,07454	-25,161626	-12,332422
		Recuperadora	138	10,587458	16,176365	-5,283724	-4,210135	6,044298	2,487708	24,945626	12,227283
		El Carmen	6,6	-8,184	-1,042661	-5,444	-0,741123	-6,944	-1,413167	0,216	0,105139
Recuperadora	138	El Carmen	138	-10,486045	-17,737133	5,292917	2,207872	-6,032374	-4,45573	-24,74571	-13,429738
		Booster No. 2	138	24,564716	13,326371	6,123305	1,797193	18,379587	9,112534	24,566277	13,351997
		Recuperadora	6,9	-14,078671	4,410762	-11,416221	-4,005064	-12,347213	-4,676805	0,179433	0,077741
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	-24,44729	-13,945551	-6,11744	-2,914887	-18,319085	-9,994017	-24,447972	-13,961103
		Booster No. 1	138	13,181393	7,750144	3,294703	1,513181	9,874195	5,511875	13,18187	7,760146
		Booster No. 2	6,9	11,265896	6,195407	2,822737	1,401706	8,44489	4,482142	11,266102	6,200957
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	-13,173429	-7,95166	-3,294289	-1,766154	-9,870073	-5,741028	-13,173847	-7,959897
		Booster No. 1	6,9	13,173429	7,95166	3,294289	1,766154	9,870073	5,741028	13,173847	7,959897
Booster No. 1	6,9	Booster No. 1	138	-13,088191	-6,875393	-3,270482	-1,701941	-9,81454	-5,149373	-13,088421	-6,875761
		Elevadora	6,9	1,888395	1,451163	0,470482	0,34584	1,414569	1,081089	1,888481	1,451406
Elevadora	6,9	Booster No. 1	6,9	-1,879968	-1,458996	-0,47	-0,36476	-1,409996	-1,094274	-1,879991	-1,459026

los transformadores de potencia de las subestaciones Recuperadora y El Carmen se encuentran bloqueados para evitar conflictos con los reguladores de voltaje de cada generador, no así los LTC's de los transformadores de las subestaciones de las estaciones de bombeo.

En la tabla 2.16 se presenta la solución a los estudios de flujos de potencia para los diferentes escenarios operativos, con los valores de magnitud y ángulo de los voltajes en cada una de las barras del sistema. En la tabla 2.17 se detallan las magnitudes de las transferencias de potencia activa y potencia reactiva.

Los valores de los flujos de potencia permiten obtener las pérdidas de potencia activa y los aportes de potencia reactiva en los diferentes tramos de la línea. En las tablas 2.18 y 2.19 se resumen los porcentajes de pérdidas de potencia activa y los valores en MVar de aportes de potencia reactiva respectivamente, en los diferentes tramos de la línea de transmisión para los escenarios propuestos en el estudio de flujos de potencia.

Tabla 2.18 Pérdidas de potencia activa en la línea de transmisión

PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EXPRESADAS EN %				
Tramo de la línea de transmisión	CONDICIONES NOMINALES	ESTACIÓN LLUVIOSA	ESTIAJE	CONDICIONES CRÍTICAS
Santa Rosa-El Carmen	1,97	0,31	0,03	0,71
El Carmen-Recuperadora	0,95	0,17	0,2	0,8
Recuperadora-Booster No. 2	0,48	0,1	0,33	0,48
Booster No. 2-Booster No. 1	0,06	0,01	0,04	0,06
Cable tripolar de potencia	0,45	0,1	0,32	0,44

Tabla 2.19 Aportes de potencia reactiva de la línea de transmisión

APORTES DE POTENCIA REACTIVA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EXPRESADAS EN MVar				
Tramo de la línea de transmisión	CONDICIONES NOMINALES	ESTACIÓN LLUVIOSA	ESTACIÓN SECA	CONDICIONES CRÍTICAS
Santa Rosa-El Carmen	1,6764	1,7641	1,868	1,2131
El Carmen-Recuperadora	1,5608	2,0023	1,968	1,2025
Recuperadora-Booster No. 2	0,6192	1,1177	0,8815	0,6091
Booster No. 2-Booster No. 1	0,2015	0,253	0,2292	0,1998
Cable tripolar de potencia	0,0078	0,0189	0,0132	0,0076
TOTAL	4,0657	5,1559	4,9598	3,232

Finalmente, en la tabla 2.20 se presentan los porcentajes de cargabilidad de los elementos que componen el sistema.

Tabla 2.20 Porcentajes de cargabilidad de los elementos del sistema

PORCENTAJES DE CARGABILIDAD DE GENERADORES, SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA PARA DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACIÓN				
ELEMENTO	CONDICIONES NOMINALES	ESTACIÓN LLUVIOSA	ESTACIÓN SECA	CONDICIONES CRÍTICAS
GENERADORES				
Recuperadora	82,11	70,47	77,11	0
El Carmen	81,74	54,95	70,74	0
SUBESTACIONES				
Recuperadora	80,88	69,09	75,7	1,07
El Carmen	66,8	44,3	57,53	1,95
Booster No. 2	71,17	16,9	51,41	71,43
Booster No. 1	85,30	20,07	61,46	85,61
LÍNEA DE TRANSMISIÓN				
Santa Rosa-El Carmen	10,32	8,95	0,85	19,88
El Carmen-Recuperadora	14,45	4,76	4,94	20,31
Recuperadora-Booster No. 2	20,79	4,76	14,97	20,87
Booster No. 2-Booster No. 1	11,38	2,63	8,2	11,42
Cable tripolar de potencia	71,11	17,14	52,43	71,37

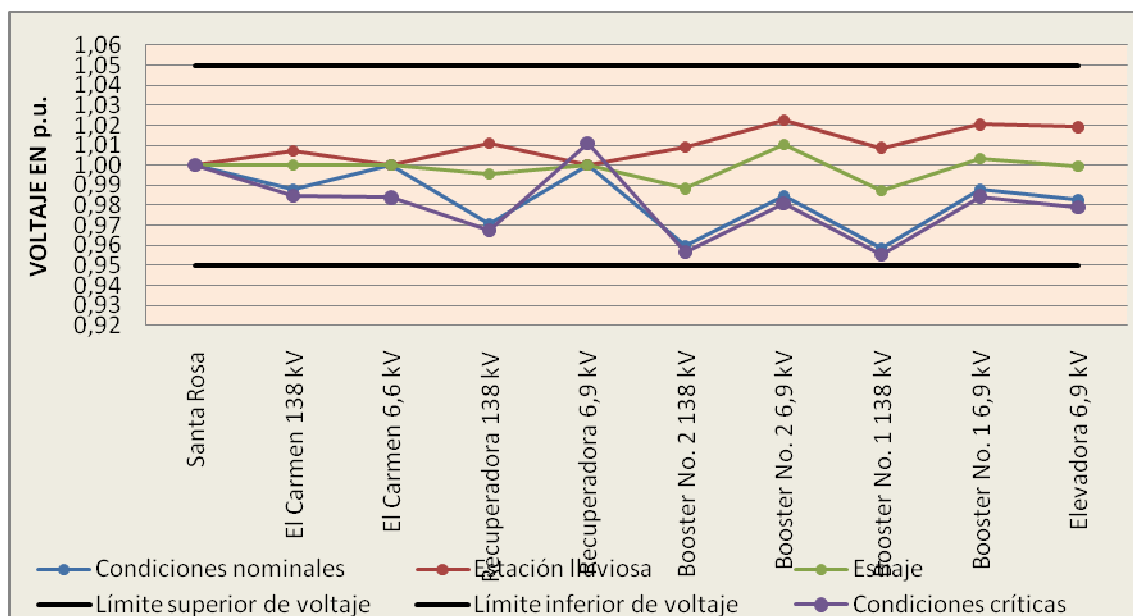


Fig. 2.20 Perfiles de voltajes del sistema

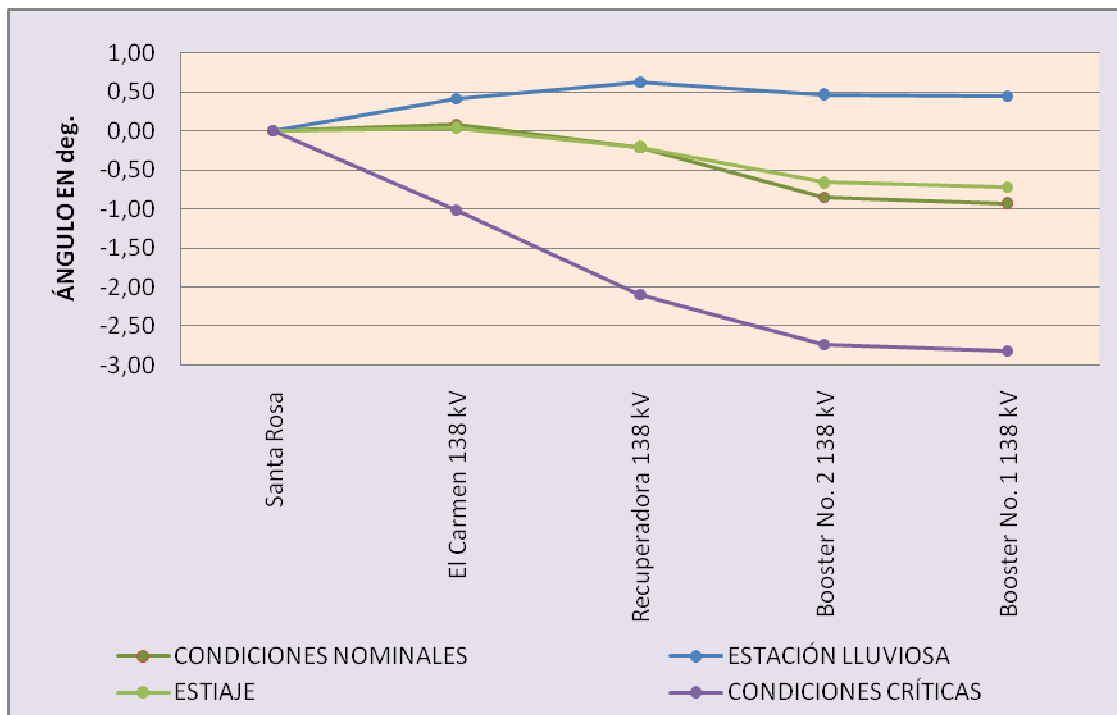


Fig. 2.21 Perfil de los ángulos de voltaje en las barras de 138 kV del sistema

En las figuras 2.20 y 2.21 se ilustran los perfiles de voltaje y los perfiles de los ángulos de voltaje en barras de 138 kV respectivamente, para cada escenario de operación propuesto.

2.5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS OPERATIVOS [8]

2.5.1 CONDICIONES NOMINALES

Como se puede apreciar en la figura 2.20, los voltajes en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de la zona segura de operación de +/- 5%, tal como lo establece la normativa. En esta misma figura, se puede apreciar el efecto del control inverso en el ajuste de los LTC's de los transformadores de las subestaciones Booster No 2 y Booster No. 1, para aumentar el voltaje en las barras de bajo voltaje. Para las subestaciones El Carmen y Recuperadora, cuyos

LTC's se encuentran bloqueados, no se aprecia el control de voltaje a cargo de los taps, siendo en la subestación Recuperadora más representativa esta situación, ya que la relación de transformación es de 132/6,9 kV lo que representa un voltaje en el lado de alto voltaje de 0,97 p.u.

La transferencia de potencia en los distintos tramos de la línea de transmisión se realiza con un margen de estabilidad bastante alto. En la figura 2.21 se muestra que las diferencias entre los ángulos de las barras de 138 kV no superan las décimas de grados sexagesimales, lo que garantiza un margen de estabilidad en estado estable superior al 90%.

En la tabla 2.20, se ratifica lo anterior, al tener porcentajes de cargabilidad en las líneas de transmisión que no superan el 21%, como es el caso del tramo de la línea Booster No. 2-Booster No. 1. Sin embargo, se nota que los generadores se encuentran con niveles de carga cercanos al 80%, lo que explica que bajo estas condiciones, las centrales están aportando potencia reactiva de forma significativa para sostener los voltajes en las barras. De la misma manera, la acción de los LTC's de las subestaciones Booster No. 1 y Booster No2, origina que absorban reactivos del sistema para controlar el voltaje en las barras de bajo voltaje y por esta razón se llega a tener niveles de cargabilidad entre el 65% y 85%.

2.5.2 ESTACIÓN LLUVIOSA

En la figura 2.20, los perfiles de voltaje del sistema se encuentran dentro de la zona segura de operación e inclusive cercanos al límite superior de voltaje de 1,05 p.u.. Se puede notar que los voltajes en las barras de alto voltaje de las subestaciones Booster No. 1 y Booster No. 2 están por encima de 1,00 p.u. lo que ocasiona que se suban la posición de los taps para que disminuyan los voltajes en la barra de bajo voltaje y no se encuentren muy cercanos al límite superior de la zona segura. Los voltajes en la barras de 138 kV de las subestaciones Recuperadora y El Carmen se encuentran en niveles bastantes buenos, de modo que no se siente el efecto del bloqueo de los LTC's. Sin embargo, la posición de los taps de estas subestaciones es mayor al nominal de tal manera de permitir mayor producción de reactivos.

La transferencia de potencia en los diferentes tramos de la línea de transmisión se ajustan a márgenes de estabilidad superiores al 90%, tal como se puede apreciar en la figura 2.21 donde las diferencias angulares de los voltajes en las barras de 138 kV no superan la unidad.

En este escenario se aprecia nuevamente que los generadores son los principales productores de potencia reactiva, al tener niveles de cargabilidad mayores al 50%, tal como se detalla en la tabla 2.20. Los tramos de la línea de transmisión y las subestaciones Booster No. 2 y Booster No. 1 no presentan niveles de cargabilidad altos, puesto que la carga de las estaciones de bombeo no es considerable, siendo entonces el tramo El Carmen-Santa Rosa donde se presenta un mayor porcentaje de cargabilidad, aunque no representa un nivel apreciable.

2.5.3 ESTACIÓN SECA

Este escenario presenta mayor carga en las estaciones de bombeo, lo que consecuentemente origina que la transferencia de potencia sea mayor en este tramo del sistema. Esta mayor transferencia de potencia obliga el ajuste automático de los LTC's de las subestaciones Booster No. 2 y Booster No. 1 bajando la posición de los taps para que aumenten los voltajes en las barras de bajo voltaje, tal como se aprecia en el perfil de voltajes del sistema de la figura 2.20. La posición de los taps de las subestaciones Recuperadora y El Carmen, si bien se encuentran bloqueados, están por encima del tap nominal a fin de suministrar reactivos al sistema por parte de las unidades de generación, especialmente de la central Recuperadora.

Los márgenes de estabilidad de los tramos de la línea de transmisión siguen siendo superiores al 90%, debido a que las diferencias angulares de los voltajes en las barras de 138 kV son pequeñas, como se muestra en la figura 2.26.

Los niveles de cargabilidad de los generadores están por encima del 70%, debido a que la producción de reactivos del sistema proviene en su mayoría de éstos. Asimismo, debido a que los transformadores de las subestaciones Booster No. 2 y Booster No. 1 absorben reactivos del sistema a fin de controlar el voltaje en las barras de bajo voltaje, sus niveles de cargabilidad están por encima del

50%. El tramo de transmisión que presenta mayor cargabilidad se encuentra en el tramo Recuperadora-Booster No. 2.

2.5.4 CONDICIONES CRÍTICAS

Este escenario presenta un perfil de voltajes dentro de la zona segura, gracias a la acción de los LTC's de las subestaciones Booster No. 2 y Booster No.1. En la figura 2.20, se aprecia el efecto del ajuste de los LTC's al bajar los niveles de los taps a fin de aumentar los voltajes en las barras de bajo voltaje.

En este escenario de condiciones críticas, los márgenes de estabilidad de los tramos de la línea de transmisión si bien se mantienen por encima del 90%, ya son menores al de los escenarios anteriores, puesto que las diferencias angulares de los voltajes en las barras de 138 kV alcanzan valores mayores a la unidad, como se aprecia en la figura 2.21

El absorber reactivos del sistema para controlar el voltaje en el lado de bajo voltaje de las subestaciones Booster No. 2 y Booster No. 1, ocasiona que sus niveles de cargabilidad sean superiores al 70%. Asimismo, en vista de que la transferencia de potencia se realiza en forma radial hacia las estaciones de bombeo, todos los tramos de la línea de transmisión tienen niveles de cargabilidad superiores comparados en escenarios anteriores.

2.6 LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE QUITO COMO AGENTE DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO [19]

En esta sección se presenta un adelanto del marco en el que se desenvuelve la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento como agente del Mercado Eléctrico Ecuatoriano MEE.

Para ello se empezará identificando el tipo de contrato de permiso que han tomado las centrales Recuperadora y El Carmen para producir energía eléctrica y comercializarla a los diferentes agentes dentro del mercado de electricidad en el Ecuador.

2.6.1 CONTRATOS DE PERMISO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS RECUPERADORA Y EL CARMEN [3] [6]

La Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento cuenta con las centrales de generación hidroeléctrica Recuperadora y El Carmen como parte de los sistemas de abastecimiento de agua potable Papallacta Integrado y La Mica-Quito Sur respectivamente. Cada central de generación cuenta con diferentes contratos de permiso: Recuperadora como *Autogenerador* y El Carmen como *Generador*.

Las diferencias entre estos dos contratos de permiso se hallan explícitas en las definiciones emanadas del artículo 4 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. El mencionado artículo señala como *Generador* a la “*persona jurídica titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que entrega su producción total o parcialmente en uno o varios puntos, en el Sistema Nacional de Transmisión, en un sistema aislado de transporte o una red de distribución*”⁵, que es el caso de la central El Carmen; y como *Autogenerador* o *Autoproducer* al: “*generador independiente que produce energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo, además tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista, a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados*”, que es la figura contractual de la central Recuperadora.

El contrato de permiso de la central Recuperadora dispone su producción de energía eléctrica al consumo de las estaciones de bombeo, y en caso de haber excedentes, éstos sean vendidos al MEE. En tanto que el contrato de permiso de la central El Carmen, establece que la totalidad de su producción de energía sea ofertada al MEE.

2.6.2 CONTRATOS REGULADOS A PLAZO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

⁵ Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, *Decreto Ejecutivo No. 2066 de 14 de noviembre de 2006, Registro Oficial No. 401 de 21 de noviembre de 2006*

A raíz de la suscripción de los contratos de permiso para la generación de energía eléctrica, otorgados por el CONELEC, la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, adquirió el carácter de agente del Mercado Eléctrico Ecuatoriano [19].

Con la promulgación del Mandato Constituyente No. 15, expedido por la Asamblea Nacional reunida en Montecristi el 23 de julio de 2008, se eliminó el derecho de los agentes generadores con capital público a celebrar contratos de compraventa de potencia y energía eléctricas con los agentes del MEM, a precios libres pactados entre los contrayentes [20].

El artículo 46 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que quedó inaplicable por oponerse a las regulaciones para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, en su parte pertinente dice: *“En el Mercado Eléctrico Mayorista, los contratos a plazo son los que libremente o mediante concurso público se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía”*; y, en el artículo 52 de la misma Ley, en lo relativo al precio, dictamina en su parte pertinente: *“Los distribuidores y grandes consumidores podrán contratar el abastecimiento de energía eléctrica para consumo propio, con un generador o distribuidor, sin sujetarse necesariamente a las tarifas que fije el CONELEC”* [11] [19].

Esto significaba, hasta antes de la promulgación del mandato Constituyente No. 15, que la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento podía celebrar contratos para vender la totalidad de los excedentes de energía eléctrica a cualquier agente distribuidor o gran consumidor del MEM, a un precio que sea fijado libremente entre las partes. Sin embargo, con la promulgación del Mandato y el respectivo Reglamento para su aplicación, la Empresa dejó sin efecto anteriores contratos y contrajo otros nuevos, bajo la figura de contratos regulados con todas las empresas distribuidoras del país [6].

El último contrato de compraventa de energía que mantuvo la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento hasta la fecha de expedición del Mandato Constituyente No. 15, lo sostenía con la Empresa Eléctrica Quito S.A.. Este último contrato bajo la figura de contratos a plazo, celebrado el día 22 de febrero del 2008, cinco meses antes de la expedición del

Mandato Constituyente No. 15, en su cláusula tercera, establecía que el valor pagado por la EEQSA a la ex-EMAAP-Q por concepto de excedentes de energía durante el período abril-septiembre (período lluvioso) sea de tres punto noventa y cuatro centavos de dólar por kilovatio-hora al mes (ctv. US\$ 3,94/kWh); y, de cuatro punto treinta centavos por kilovatio-hora al mes (ctv. US\$ 4,30/kWh) por concepto de energía generada en el período octubre-marzo (período seco). Estos precios fijados libremente por las dos empresas, correspondían únicamente al rubro de energía, siendo los cargos por potencia y otros adicionales establecidos por el CENACE pertenecientes en su totalidad a la ex-EMAAP-Q [6].

Adicionalmente, se estipulaba al tenor de la cláusula séptima, que el punto de entrega-recepción de dicha energía sea la barra a nivel de 138 kV de la subestación Santa Rosa de propiedad de la en ese entonces TRANSELECTRIC S.A.

Actualmente las relaciones contractuales por compra venta de energía eléctrica que mantiene la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, son con todas las empresas distribuidoras del país, mediante contratos regulados y bajo el procedimiento de liquidación mediante la metodología de costos fijos y costos variables.

2.6.3 PUNTOS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y NODO DE FRONTERA CON EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO [19] [21].

De acuerdo a la Regulación 005/06, en su numeral ocho, literal c), es responsabilidad del CENACE: *“asignar a cada de punto de medición un código de identificación único, permanente e inequívoco, conforme a normas previamente establecidas y comunicadas por el CENACE a todos los agentes del MEM y al CONELEC”*. Los puntos de medición asignados por el CENACE, para propósitos de facturación, se detallan en la tabla 2.21.

Tabla 2.21 Puntos de medición de energía

Punto de medición	Barra	Medidor	Respaldo	Código	Ubicación	Característica
n			o			

1	138 kV	P.M.	SI	262-01	Santa Rosa-El Carmen	Bidireccional
2	138 kV	P.M.	SI	35-01	Santa Rosa-El Carmen	Unidireccional
3	6,6 kV	P.M.	NO	39-01	Bornes del generador	Bidireccional
4	138 kV	P.M.	SI	37-01	El Carmen-Recuperadora	Bidireccional
5	6,9 kV	P.L.	NO	PL-01	Bornes del generador	Unidireccional
6	138 kV	P.M.	NO	ION PM-02	Devanado de alto voltaje	Bidireccional
7	138 kV	P.L.	NO	PL-03	Devanado de alto voltaje	Unidireccional
8	138 kV	P.L.	NO	PL-04	Devanado de alto voltaje	Unidireccional

P.M.: Medidor Power Measurement ION 8600

P.L.: Medidor Power Logic ION 8600

En la figura 2.22 se muestra el esquema de los puntos de medición [4] [5] [7]. Los subíndices E y S de las mediciones de las flechas, significan la medida de energía activa entrante y saliente respectivamente.

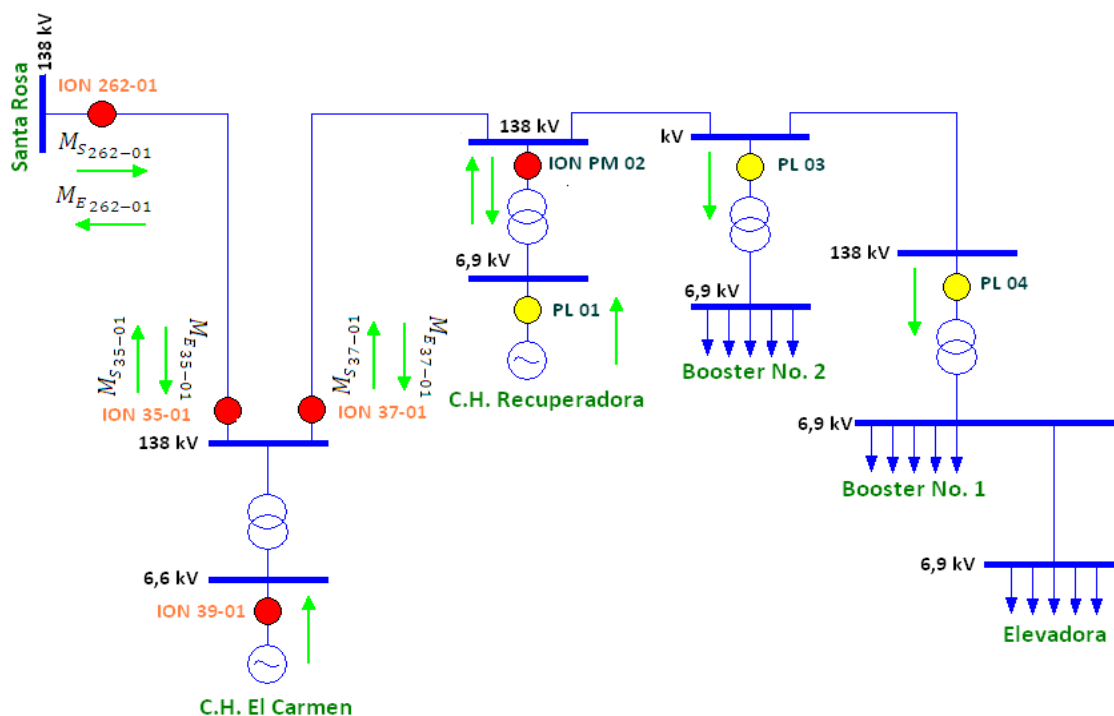


Fig. 2.22 Diagrama unifilar esquemático con los puntos de medición del sistema

El punto de frontera, de acuerdo a la definición otorgada en el numeral 3 de la Regulación 005/06 “corresponde al punto de conexión de generadores, distribuidores, grandes consumidores y autoprodutores con las redes de transmisión o distribución, así como al nodo de interconexión internacional”. Asimismo, en el numeral 14 de la misma Regulación, se establece que para el

tratamiento y obtención de la información para la liquidación de las transacciones de electricidad en el mercado “*será aquella asociada al punto de frontera y será obtenida mediante la aplicación del procedimiento de validación, estimación y sustitución de puntos de medida...*”.

Bajo estas definiciones regulatorias, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE realiza la liquidación de las transacciones de electricidad considerando como punto de frontera la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa, en la cual se encuentra un punto de medición conformado por el medidor de energía bidireccional POWER MEASUREMENTS del tipo ION 8600, con el código de designación 262-01, ya que constituye el punto de conexión del sistema de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento con el SNI tal como lo establece la Regulación 005/06. Por tanto, para el CENACE las magnitudes de energía a ser liquidadas en las transacciones de compraventa de energía son:

- La energía *entregada* al MEE por parte del agente Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, es la energía activa *entrante* a la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa, es decir la medida $M_{E_{262-01}}$.
- La energía *recibida* del MEE por parte del agente Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, es la energía activa *saliente* de la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa, es decir la medida $M_{S_{262-01}}$.

No obstante, considerar el punto de medición ION 262-01 de la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa como el nodo frontera es incompleto, tomando en cuenta que el agente cuenta con dos centrales de generación con contratos de permisos diferentes.

La central hidroeléctrica Recuperadora posee el contrato de permiso como *Autoproductor* y entrega su producción de excedentes de energía al MEE en la barra de 138 kV de la subestación El Carmen, la misma que es registrada como

energía activa *entrante* correspondiente a la medición $M_{E_{37-01}}$, tal como se muestra en la figura 2.22 [4] [5].

La central hidroeléctrica El Carmen posee el contrato de permiso como *Generador* y entrega la totalidad de su producción de energía en dos puntos diferentes. Estos puntos se ubican en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa y en la barra de 138 kV de la subestación El Carmen en el tramo de la línea El Carmen – Recuperadora, correspondientes a los puntos de medición comercial $M_{E_{262-01}}$ y $M_{S_{37-01}}$, conforme al esquema de la figura 2.22 [4] [5].

Por la diferencias entre los contratos de permiso de ambas centrales, se desprende que la medida registrada como $M_{E_{262-01}}$ es tan solo una parte de la energía que se *entrega* al MEE y no la totalidad según el procedimiento del CENACE. La otra parte de la energía que se *entrega* al MEE corresponde a la porción de energía producida por la central El Carmen, dirigida hacia la subestación Recuperadora.

Entonces, la cantidad total de energía que el agente Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento *entrega* al MEE es la sumatoria de la medida registrada como energía activa *entrante* en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa y la porción de energía producida por la central El Carmen que se dirige a la subestación Recuperadora. Si se observa la figura 2.22, se tiene que la cantidad de energía producida por la central El Carmen y dirigida a través del tramo de la línea El Carmen-Recuperadora es igual a:

$$E_{EL\ CARMEN\ HACIA\ RECUPERADORA} = M_{S_{37-01}} - M_{E_{35-01}} \quad 2.37$$

Por tanto la energía total *entregada* al MEE es igual a:

$$Energía\ entregada\ al\ MEE = M_{E_{262-01}} + (M_{S_{37-01}} - M_{E_{35-01}}) \quad 2.38$$

A través de la ecuación 2.38, se establece que los nodos frontera o los puntos de recepción de la energía entregada al MEE, corresponden a las barras Santa Rosa y El Carmen, en los puntos de medición ION 262-01 y ION 37-01. Esto no se encuentra en contraposición a las normativas vigentes, porque en el

artículo 4 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico se contempla la posibilidad de que los generadores entreguen su producción total o parcial de energía eléctrica en uno o varios puntos, ya sea en el SNI o en un sistema aislado de transporte.

Por otro lado, si se registra medición de energía activa saliente en la barra de 138 kV de la subestación El Carmen, en el punto de medición ION 37-01 designada como $M_{S_{37-01}}$, implica que ha habido un flujo de energía en un determinado período de tiempo, destinado a suplir la demanda de las estaciones de bombeo, ya sea porque la central Recuperadora no ha podido cubrir el déficit o porque dicha central se ha encontrado fuera de operación. Esta energía puede provenir tanto del S.N.I. en la barra de Santa Rosa o desde la central El Carmen o de ambas simultáneamente.

Debido a que en las regulaciones emitidas para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, no se contempla la contratación entre agentes generadores, la energía requerida del MEE para las estaciones de bombeo es comercializada del mercado de corto plazo, al precio del costo marginal horario determinado por el redespacho del CENACE [11] [21]. Es decir, indistintamente de donde proviene, la energía recibida es comprada del MEE. Supongamos que el déficit de las estaciones de bombeo sea suplido exclusivamente por la producción de energía de la Central El Carmen, la cantidad de energía es recibida desde el MEE debido a que la figura contractual de la central es de Generador. Esto significa que la energía producida por el Carmen es *comprada* por el mismo agente dueño de la central al precio determinado en el mercado ocasional, pero *vendida* al MEE en contratos regulados a un precio determinado por la metodología de costos fijos y costos variables. Si se observa nuevamente la figura 2.22, se deduce que la cantidad de energía *comprada* al MEE es la suma de la energía activa saliente de la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa y la energía producida por la central El Carmen dirigida hacia la subestación Recuperadora. Lo anterior se puede establecer a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Energía comprada al MEE} = M_{S_{262-01}} + (M_{S_{37-01}} - M_{E_{35-01}}) \quad 2.39$$

3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO DE QUITO CONSIDERANDO LA DERIVACIÓN A LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO EN PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE

3.1 ANTECEDENTES

Dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. EEQSA se encuentran la localidad de Tababela y zonas aledañas, donde se construye el Nuevo Aeropuerto Internacional de Quito. Por ello, de acuerdo a las regulaciones vigentes para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, la EEQSA solicitó a la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento la interconexión de la subestación Tababela con el sistema eléctrico de esta última, mediante una derivación a la línea de transmisión. Esta interconexión permitirá descongestionar la transferencia de potencia en la actual red de subtransmisión mallada con la que cuenta la EEQSA a nivel de 46 kV para atender a las parroquias orientales del Distrito: Santa Rosa-San Rafael, Cumbayá-Tumbaco y Nayón-El Quinche. Cabe destacar que esta interconexión es provisional, hasta que la Corporación Eléctrica del Ecuador y su filial la compañía única de transmisión CELEC-TRANSELECTRIC, construya en el sector de El Inga una subestación para atender la demanda de esta importante carga que serán en conjunto todas las parroquias orientales del Distrito [18].

A pesar del carácter provisional de esta derivación, es importante que la interconexión no acarree dificultades en la transferencia de potencia hacia las actuales estaciones de bombeo del sistema e incluso para la carga del nuevo aeropuerto. Por ello, es necesario que se realice un completo análisis que comprenda estudios de estabilidad transitoria, calibración de protecciones y de cargabilidad de la línea de transmisión, a fin de ponderar la viabilidad técnica de esta solicitud. Porque uno de los problemas que a simple vista se vislumbran, es

la afección en la calidad de los voltajes de cada una de las barras del sistema incluida la subestación Tababela, debido a la importante carga que se añadiría. En este capítulo se determinará la cargabilidad de la línea de transmisión del sistema tomando en consideración la derivación con la subestación Tababela. Lo anterior es consecuencia de un estudio preliminar, hecho por técnicos de la EEQSA, que toma tan sólo como referencia para el soporte de transmisión de potencia el límite térmico del conductor. Sin embargo, es muy importante que se incluya otros criterios, a más del límite térmico del conductor, para determinar la máxima transferencia de potencia de la línea de transmisión, tales como caída de voltaje, margen de estabilidad en estado estable y soporte de potencia reactiva. Bajo estas apreciaciones se determinará que el límite real de transferencia de potencia esta muy por debajo del límite térmico del conductor. Esto se verá sostenido con el estudio de flujos de potencia del sistema, a fin de que la simulación del sistema, proporcione información relativa a la calidad de los voltajes en las barras y de transferencia de potencia, tomando en consideración posibles escenarios críticos y escenarios influenciados por las estaciones lluviosa y seca.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EEQSA

3.2.1 TIPO DE CONDUCTOR

El tipo de conductor que la EEQSA utilizará para la derivación de la línea de transmisión es el conductor ACAR 750 MCM. Las características mecánicas y eléctricas del conductor se resumen en la tabla 3.1

Tabla 3.1 Características físicas, mecánicas y eléctricas del conductor ACAR 750 MCM

CONDUCTOR ACAR 750 MCM	
ESTÁNDAR National ASTM B 524/99	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Material del conductor	Aluminio/aleación aluminio 6201

Sección del conductor	750 MCM
Sección del conductor	380 mm ²
Número de conductores de aluminio	30
Número de conductores de aleación de aluminio 6201	7
Diámetro de conductores de aluminio	3,617mm
Diámetro de conductores de aleación de aluminio 6201	3,617 mm
Diámetro del conductor	25,3 mm
Radio medio geométrico	10,05 mm
Peso aproximado	1047,9 kg/km
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Resistencia DC del conductor a 20°C	0,078 Ω/km
Resistencia eléctrica AC a 60 Hz a 75°C	0,096 Ω/km
Reactancia inductiva	0,3469 Ω/km
Reactancia capacitiva	0,2086 MΩ.km
Límite térmico	203 MVA
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tensión de ruptura	7058 Kgf

Siendo la sección del conductor ACAR 750 MCM mayor a la del conductor BRANT ACSR 397,5 MCM, el límite de transferencia de potencia, deberá ser tomando en cuenta el conductor de menor de sección.

3.2.2 TIPO DE ESTRUCTURAS [18]

Los tipos de estructuras usados para sostener el conductor ACAR 750 MCM en la derivación de la línea de transmisión hacia la subestación Tababela se muestran en la figura 3.1.

En la figura 3.1 se puede apreciar que las estructuras a ser utilizadas en la derivación permiten soportar dos ternas de conductores. A primera vista esto parecería que la derivación proyectada sería de doble circuito, con dos ternas de conductores conectadas en paralelo. Sin embargo, la propuesta de la EEQSA consiste en un empalme que conectaría en serie a las barras de 138 kV de las subestaciones El Carmen, Tababela y Recuperadora, tal como se muestra en la figura 3.2. La longitud de la derivación es de 13 km.

3.2.3 SUBESTACIÓN TABABELA [18]

Las características del transformador de potencia de la subestación Tababela se presentan en la tabla 3.2

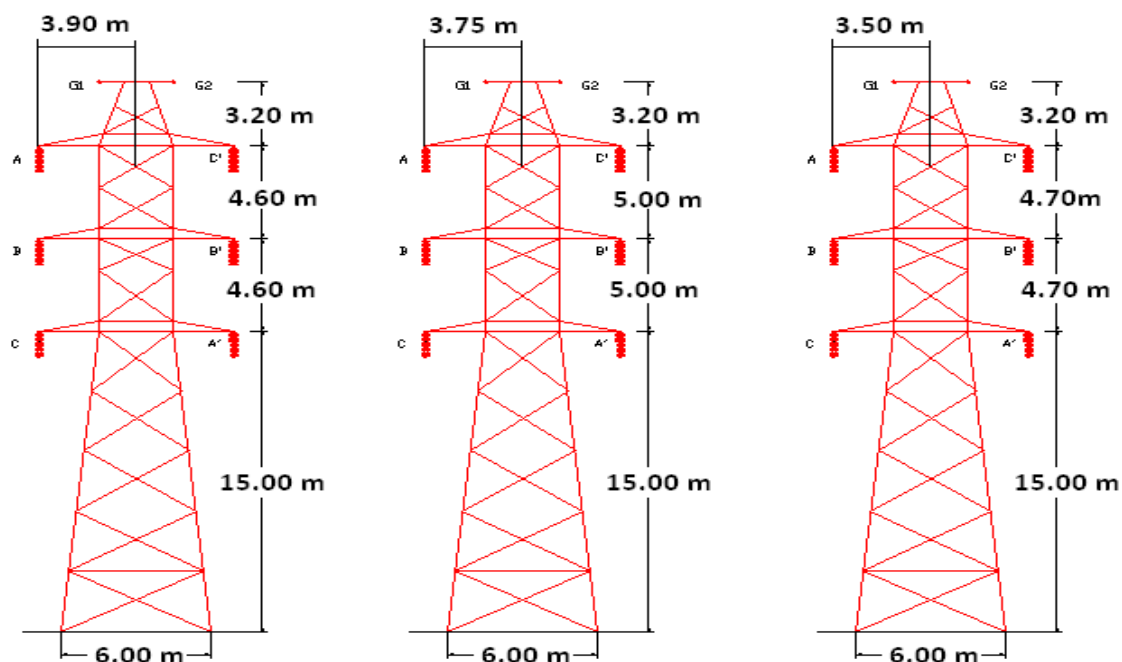


Fig. 3.1 Tipo de estructuras previstas para la derivación de la línea de transmisión hacia la subestación Tababela

Tabla 3.2 Transformador de potencia de la subestación Tababela

TRANSFORMADOR DE POTENCIA			
POTENCIA NOMINAL (MVA)		20/27/33	
FASES		3	
GRUPO DE CONEXIÓN		DYN1	
POSICIÓN	VOLTAJE NOMINAL [kV]		VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO
	A.T.	B.T	%
1	140,56		
9b	138	23	9,54
17	135,44		
FRECUENCIA (Hz)		60	
TIPO DE REFRIGERACIÓN		ONAN/ONAF I Y II	
DURACIÓN DE CORTOCIRCUITO [s]		2	

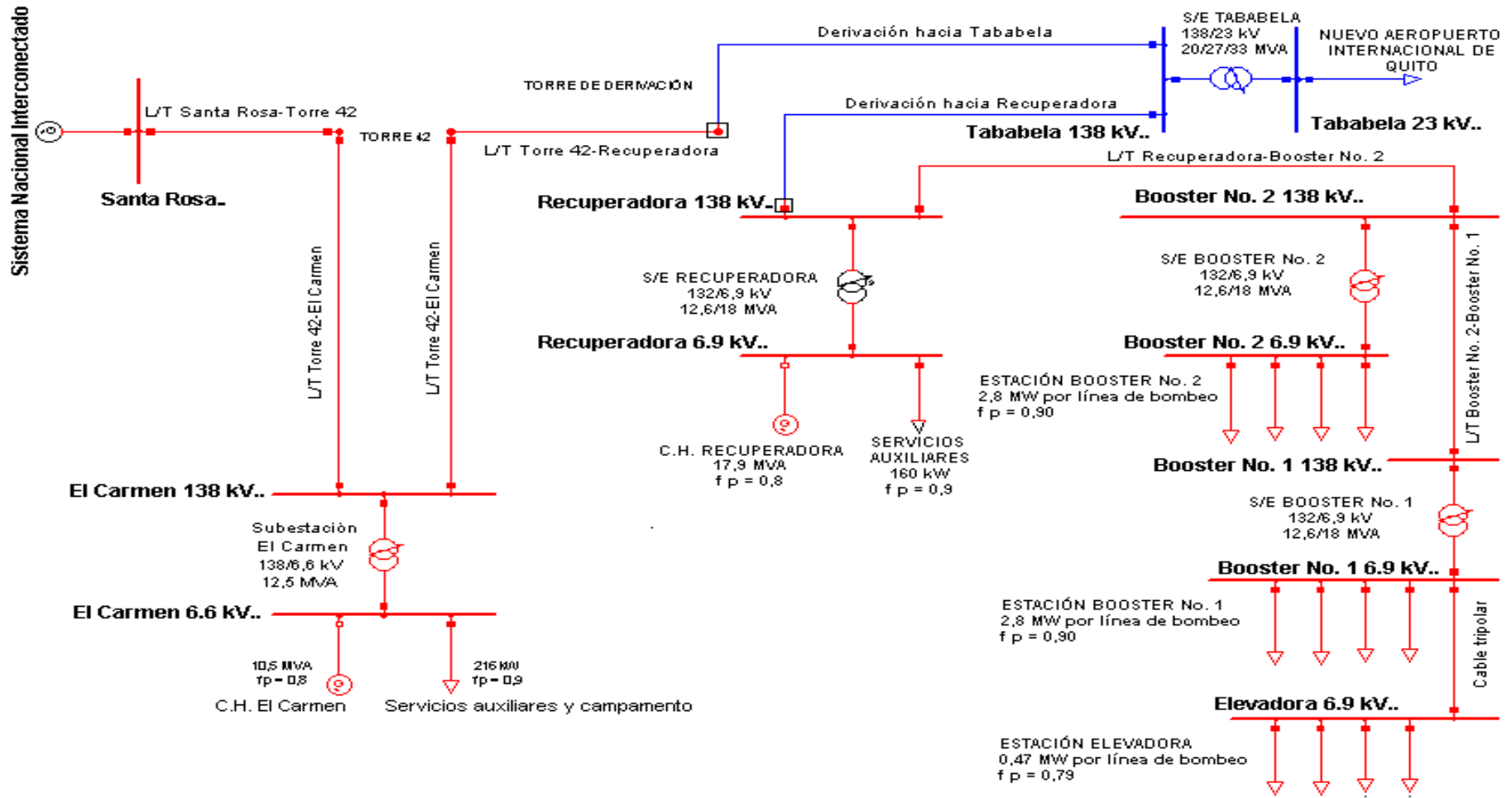


Fig. 3.2 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia de la ex-EMAAP-Q considerando la derivación hacia la subestación Tababela de la EEQSA

3.2.4 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA DERIVACIÓN A LA SUBESTACIÓN TABABELA

Con los datos del conductor ACAR 750 MCM de la tabla 3.1 y la configuración geométrica de las estructuras de la figura 3.1, determinamos los parámetros eléctricos del tramo de la línea de transmisión que empalma a la barra de 138 kV de la subestación Tababela con las barras de 138 kV de las subestaciones El Carmen y Recuperadora, a través del paquete computacional Power Factory.

En la tabla 3.3 se presentan los resultados del cálculo de la impedancia serie y admitancia paralelo de la derivación.

Tabla 3.3 Parámetros eléctricos del tramo de línea de transmisión en derivación hacia la subestación Tababela de la EEQSA

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EEQSA	
LONGITUD (km)	13
Resistencia (Ω/km)	0,079277
Reactancia inductiva (Ω/km)	0,479185
Admitancia paralelo (μS/km)	3,430912
Resistencia (Ω)	1,030601
Reactancia inductiva (Ω)	6,229405
Admitancia paralelo (μS)	44,601856
Resistencia (p.u.)	0,005417
Reactancia inductiva (p.u.)	0,032711
Admitancia paralelo(p.u.)	0,008494
Resistencia (%)	0,5417
Reactancia inductiva (%)	3,2711
Admitancia paralelo (%)	0,849398

3.3 CARGABILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO CONSIDERANDO LA DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EEQSA

Para determinar el límite de cargabilidad de la línea de transmisión considerando la derivación hacia la subestación Tababela, a más del límite térmico, es necesario tomar en cuenta los siguientes aspectos [15] [16] [17]:

- Límite de caída de voltaje
- Margen de estabilidad en estado estable

Con estos criterios se establece el límite de cargabilidad de la línea de transmisión del sistema, considerando la derivación, a través de una curva que determina el límite de potencia en unidades de SIL en función de su longitud. A esta curva se la conoce con el nombre de *Curva de St. Clair*, en honor al primer investigador que en la mitad del siglo pasado desarrolló todo un estudio en esta materia.

Las siglas SIL, hacen alusión a la cargabilidad de una línea de transmisión a la impedancia de sobrevoltaje por sus siglas en inglés *surge impedance loading*. El SIL es la potencia entregada por una línea de transmisión a una carga puramente resistiva igual a su impedancia característica Z_c [14], que puede escribirse de las siguientes formas:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R+jX_L}{G+jB_C}} = \sqrt{\frac{j\omega L}{j\omega C}} = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad 3.1$$

Donde:

R = resistencia serie e igual a cero para el caso de líneas sin pérdidas.

G = conductancia paralelo

X_L = reactancia inductiva en serie

B_C = susceptancia capacitiva en paralelo

ω = velocidad angular del fasor voltaje o fasor corriente

L = inductancia serie

C = capacitancia fase-neutro en paralelo o shunt.

La impedancia serie y admitancia paralelo, en $\frac{\Omega}{km}$ y $\frac{\mu S}{km}$ respectivamente, de la línea de transmisión conformada por el conductor BRANT 397,5 MCM, están dados por los siguientes valores:

$$Z = 0,1436 + j0,5148 \frac{\Omega}{km}$$

$$Y = j3,1784 \frac{\mu S}{km}$$

Al reemplazar los valores correspondientes en la ecuación 3.1 se tiene la impedancia característica de la línea de transmisión.

$$Z_c = \sqrt{\frac{j0,5148}{\frac{j3,1784}{1'000.000}}} = 402,6809 \Omega$$

Entre los archivos magnéticos del presente proyecto de titulación aparece uno con la extensión “.cad” denominado *Cargabilidad*. El archivo es un programa de cálculo para determinar la cargabilidad de la línea de transmisión, desarrollado a través del software especializado para cálculos de ingeniería denominado MATHCAD. El programa determina la cargabilidad de la línea de transmisión tomando en consideración los parámetros anteriormente indicados.

Los datos iniciales que el programa de cálculo solicita son los siguientes:

- Voltaje base fase-fase de la línea de transmisión: 138 kV.
- Potencia aparente base del sistema eléctrico de potencia en estudio: 100 MVA.
- Equivalente Norton del terminal de envío de la línea de transmisión (por calcular).
- Equivalente Norton del terminal de recepción de la línea de transmisión (por calcular).
- Impedancia en serie de la línea de transmisión en $\frac{\Omega}{km}$.
- Admitancia en paralelo o shunt de la línea de transmisión en $\frac{\mu S}{km}$.

El terminal de envío de la línea de transmisión es la barra a nivel de 138 kV de la subestación Santa Rosa, y el terminal de recepción de la línea de transmisión es la barra a nivel de 138 kV de la subestación Booster No. 1, porque es hasta esta última barra donde culmina la línea de transmisión. A continuación estableceremos el equivalente Norton de ambos terminales.

3.3.1 EQUIVALENTE NORTON DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

$$I_{Norton} = \frac{1,00}{j0,0171} = -j58,48 \text{ p.u.}$$

Siendo la corriente base igual a:

$$I_{BASE} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(138 \text{ kV})} = 418,3698 \text{ A}$$

$$I_{Norton} = -j58,48(418,3698) = 24,466 \text{ kA}$$

De acuerdo a funcionarios de CELEC-TRANSELECTRIC propietaria de la subestación Santa Rosa, la corriente de cortocircuito de la barra de 138 kV de dicha subestación no sobrepasa los 15 kA. Entonces la corriente de cortocircuito de la subestación Santa Rosa en por unidad es:

$$I_{Norton} = \frac{15 \text{ kA}}{418,3698 \text{ A}} = -j35,85 \text{ p.u.}$$

Por tanto, la reactancia equivalente de Thévenin de la subestación Booster No.1 en base de 100 MVA es:

$$X_{TH} = \frac{1,00 \text{ p.u.}}{-j35,85} = j0,028 \text{ p.u.}$$

3.3.2 EQUIVALENTE NORTON DE LA SUBESTACIÓN BOOSTER No. 1

La línea de transmisión a nivel de 138 kV, incluida la derivación hacia la subestación Tababela, culmina en la barra al mismo nivel de voltaje de la subestación Booster No.1. Por ende, esta subestación constituye el terminal de recepción de la línea.

Para el cálculo del equivalente Norton de esta porción del sistema, se considera el transformador de potencia de la misma clase al utilizado en la subestación Recuperadora. La reactancia equivalente de Thévenin de la subestación Booster No.1 en base de 100 MVA es:

$$X_{TH} = j0,0616 \frac{100 \text{ MVA}}{12,6 \text{ MVA}} = j0,488889 \text{ p.u.}$$

Por tanto, la corriente de cortocircuito del equivalente Norton del terminal de recepción de la línea correspondiente a la subestación Booster No. 1 es:

$$I_{Norton} = \frac{1,00}{j0,488889} = -j2,045454 \text{ p.u.}$$

Siendo la corriente base de:

$$I_{BASE} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(138 \text{ kV})} = 418,3698 \text{ A}$$

$$I_{Norton} = -j2,045454(418,3698) = 0,8558 \text{ kA}$$

3.3.3 MODELACIÓN Y CÁLCULO DE LA CARGABILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO PARÁMETROS ELÉCTRICOS DISTRIBUIDOS

La representación de una línea de transmisión a través del modelo π no es exacta, puesto que se omite el hecho de que los parámetros de la línea están distribuidos uniformemente a lo largo de toda su longitud. Sin embargo, es posible determinar el equivalente de una línea considerando las soluciones a las

ecuaciones diferenciales que modelan las variaciones de voltaje y corriente, tanto en magnitud como en ángulo, en función de la longitud de la línea [14].

La impedancia serie de la línea Z' y la admitancia paralelo Y' de una línea de transmisión con parámetros distribuidos se obtiene de las siguientes ecuaciones:

$$Z' = Z \frac{\sinh(\gamma L)}{\gamma(Z_{BASE})} \text{ p.u.} \quad 3.5$$

$$Y' = \frac{\gamma L}{(YL \tanh(\frac{\gamma L}{2}))Z_{BASE}} \text{ p.u.} \quad 3.6$$

Donde:

Z = es la impedancia serie de la línea en Ω/km

Y = es la admitancia paralelo de la línea en Ω/km

L = es la longitud total de la línea en km

γ = es la constante de propagación

Z_{BASE} = es la impedancia base del sistema en 100 MVA

La constante de propagación γ se calcula con la siguiente ecuación:

$$\gamma = \sqrt{ZY} \quad [\text{km}^{-1}] \quad 3.7$$

La figura 3.3 representa la línea de transmisión con los principales parámetros eléctricos.

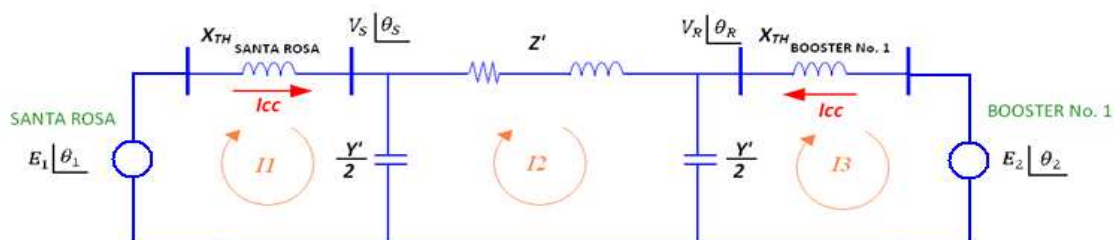


Fig. 3.3 Diagrama unifilar de la línea de transmisión Santa Rosa-Booster No.1 con parámetros eléctricos distribuidos uniformemente

En el diagrama unifilar de la figura 3.3 se detallan los siguientes elementos:

$X_{TH_{SANTA ROSA}}$ reactancia equivalente de Thévenin de la subestación Santa Rosa

$X_{TH_{BOOSTER No.1}}$ reactancia equivalente de Thévenin de la subestación Booster No. 1

$E_1 < \theta_1$ fasor voltaje de la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa

$E_2 < \theta_2$ fasor voltaje de la barra de 138 kV de la subestación Booster 1

$V_S < \theta_S$ fasor voltaje del terminal de envío de la línea de transmisión

$V_R < \theta_R$ fasor voltaje del terminal de recepción de la línea de transmisión

El programa desarrollado en Mathcad para las prácticas de Laboratorio de SEP de la FIIE de la EPN, resuelve las corrientes de malla de la figura 3.3 y luego calcula la caída de voltaje y el margen de estabilidad en estado estable.

Las variables del programa son la longitud L , el fasor voltaje de la subestación Booster No. 1 $E_2 < \theta_2$, el módulo del voltaje en el terminal de envío V_S , y θ_1 el ángulo del voltaje en la barra de Santa Rosa.

Estas variables determinan los valores de la potencia transmitida en por unidad del SIL, para diferentes longitudes de la línea de transmisión y para una determinada caída de voltaje. Es decir, se calcula la curva de St. Clair en la región del límite de caída de voltaje de la figura 3.4, por ser una línea de longitud media. La longitud total de la línea de transmisión si se considera la derivación hacia Tababela es de 110,97 km.

La curva de St. Clair se desarrolla para 5 y 10% de caída de voltaje entre los voltajes de envío y recepción de la línea $V_S < \theta_S$ y $V_R < \theta_R$, respectivamente, considerando la salida en operación de la generación intermedia de las centrales Recuperadora y El Carmen.

De los resultados preliminares del programa se tiene que la cargabilidad de una línea a la impedancia de sobrevoltaje para una carga puramente resistiva es:

$$SIL = 0,4644 \text{ p.u.} = 46,44 \text{ MVA}$$

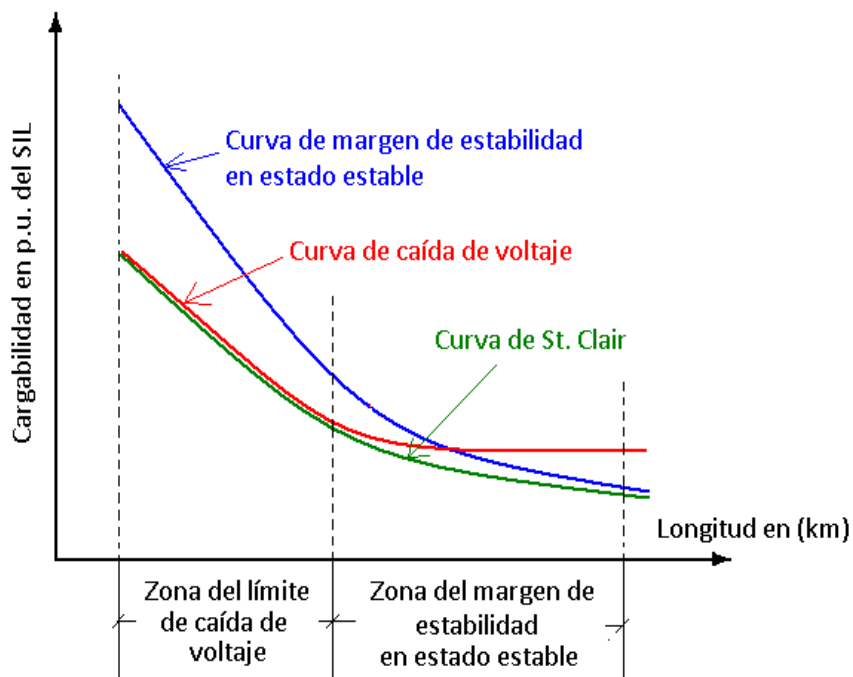


Fig. 3.4 Curva de St. Clair de una línea de transmisión considerando las regiones por límite de caída de voltaje y margen de estabilidad en estado estable [16]

El primer caso analizado considera un voltaje en la barra de la Estación Booster No. 1 $E_2 < \theta_2$ de 0,92 p.u. con $\theta_2 = 0^\circ$. Este valor es bastante crítico pero muy posible debido a la gran caída de voltaje al transferir potencia únicamente desde la subestación Santa Rosa. Para tener voltajes cercanos al nominal, el transformador de la subestación Booster No.1 realiza control inverso de voltaje en la barra de 6,9 kV de la subestación. En la tabla 3.4 se presentan los valores de cargabilidad de la línea de transmisión para diferentes longitudes con límites de caída de voltaje del 5 y 10% y voltaje de 0,92 p.u. en la barra de alto voltaje de la subestación Booster No. 1.

Tabla 3.4 Valores de cargabilidad de la línea de transmisión en la región del límite de caída de voltaje de la curva de St. Clair para un voltaje de 0,92 p.u. en la barra de alto voltaje de la subestación Booster No. 1

CURVA DE ST. CLAIR DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN LA REGIÓN DEL LÍMITE DE CAÍDA DE VOLTAJE		
Longitud	Límite de caída de voltaje del 5%	Límite de caída de voltaje del 10%

(km)	Potencia en p.u. de SIL	Potencia en MVA	MEEE (%)	Potencia en p.u. de SIL	Potencia en MVA	MEEE (%)
70	0,68	31,77	95,1	1,72	80,00	86
80	0,55	25,33	95,7	1,56	72,38	85,5
90	0,43	20,08	96,3	1,42	66,16	85
100	0,34	15,72	97	1,31	61,00	84,5
110	0,26	12,06	97,6	1,22	56,67	84,2
110,97	0,25	11,73	97,7	1,21	56,29	84,1
120	0,19	8,95	98,3	1,14	53,00	83,8
130	0,14	6,30	99,1	1,07	49,86	83,4
140	0,09	4,03	99,8	1,02	47,15	83,1

El segundo caso considera un voltaje en la barra de la Estación Booster No. 1 $E_2 < \theta_2$ de 0,95 p.u. con $\theta_2 = 0^\circ$. En la tabla 3.5 se presentan los valores de cargabilidad de la línea de transmisión para diferentes longitudes con límites de caída de voltaje del 5 y 10% y voltaje de 0,95 p.u. en la barra de alto voltaje de la subestación Booster No. 1.

Tabla 3.5 Valores de cargabilidad de la línea de transmisión en la región del límite de caída de voltaje de la curva de St. Clair para un voltaje de 0,95 p.u. en la barra de alto voltaje de la subestación Booster No. 1

CURVA DE ST. CLAIR DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN LA REGIÓN DEL LÍMITE DE CAÍDA DE VOLTAJE						
Longitud (km)	Límite de caída de voltaje del 5%			Límite de caída de voltaje del 10%		
	Potencia en p.u. de SIL	Potencia en MVA	MEEE (%)	Potencia en p.u. de SIL	Potencia en MVA	MEEE (%)
70.00	0,93	43,19	92,87	1,87	86,84	84,59
80.00	0,81	37,62	92,92	1,71	79,41	83,76
90.00	0,71	32,97	93,02	1,58	73,38	83,00
100.00	0,63	29,26	93,11	1,47	68,27	82,30
110.00	0,57	26,47	93,22	1,38	64,09	81,64
110,97	0,56	26,01	93,23	1,37	63,62	81,57
120.00	0,52	24,15	93,30	1,30	60,37	81,00
130.00	0,47	21,83	93,37	1,24	57,59	80,37
140.00	0,44	20,43	93,42	1,18	54,80	79,75

En las figuras 3.5 y 3.6 se presentan las curvas de cargabilidad de la línea de transmisión expresados en por unidad del SIL y en MVA's. En estas curvas se puede notar que la cargabilidad de la línea disminuye al aumentar la longitud. También se puede apreciar que la cargabilidad de la línea aumenta cuando la caída de voltaje en los terminales de envío y de recepción de la línea aumenta.

Siendo la longitud total de la línea 110,97 km considerando la derivación hacia la subestación Tababela, se tiene que los niveles de cargabilidad se encuentran entre 11,73 y 63,62 MVA para un rango de caída de voltaje entre el 5 y 10%, y con voltajes en la barra de alto voltaje de la subestación Booster No. 1 entre 0,92 y 0,95 p.u. Los márgenes de estabilidad en estado estable son bastante altos, debido a que la línea es de longitud media y la curva de margen de estabilidad de la curva de St. Clair no es relevante para medianas longitudes, tal como se puede corroborar en la figura 3.4.

Las figuras 3.5 y 3.6 indican además que el límite de cargabilidad de la línea de transmisión, no debe estar sujeto al límite térmico del conductor ACAR 750 MCM (203 MVA, véase *tabla 3.1*), debido a que éste se encuentra muy por encima de los límites de cargabilidad determinados por la caída de voltaje y el margen de estabilidad en estado estable de la curva de St. Clair de la figura 3.6.

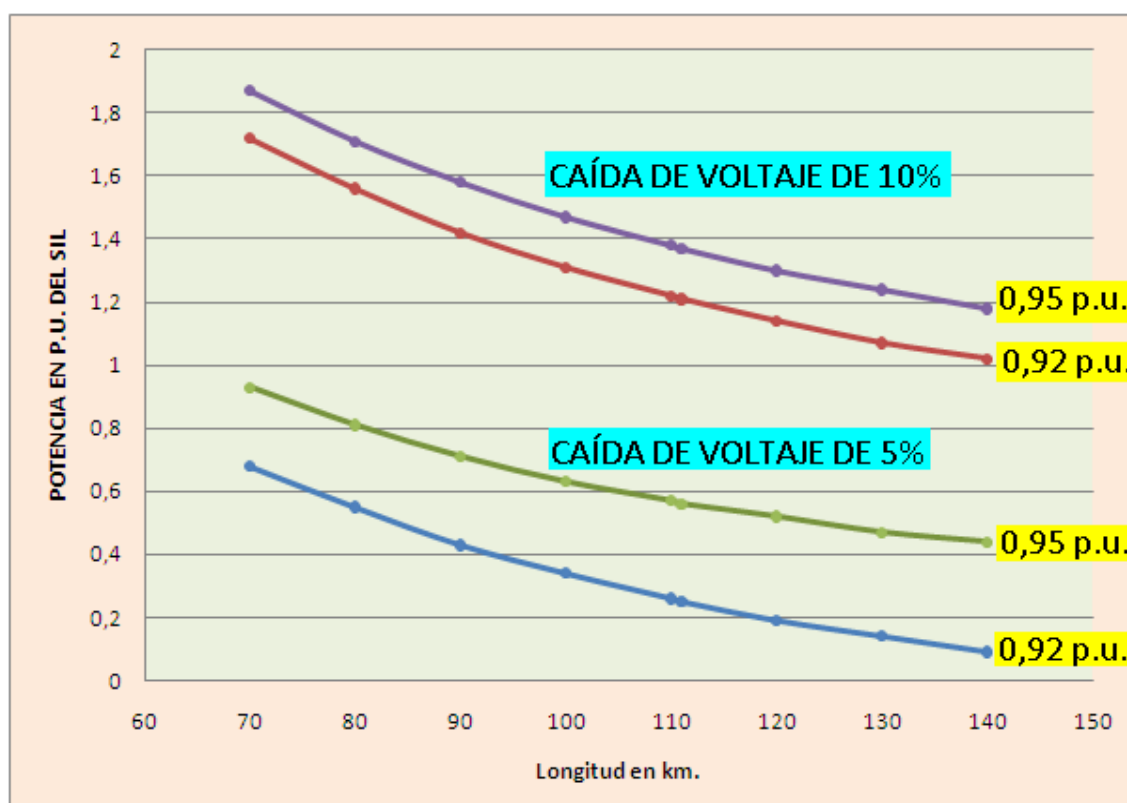


Fig. 3.5 Curva de St. Clair en la zona del límite por caída de voltaje en por unidad del SIL

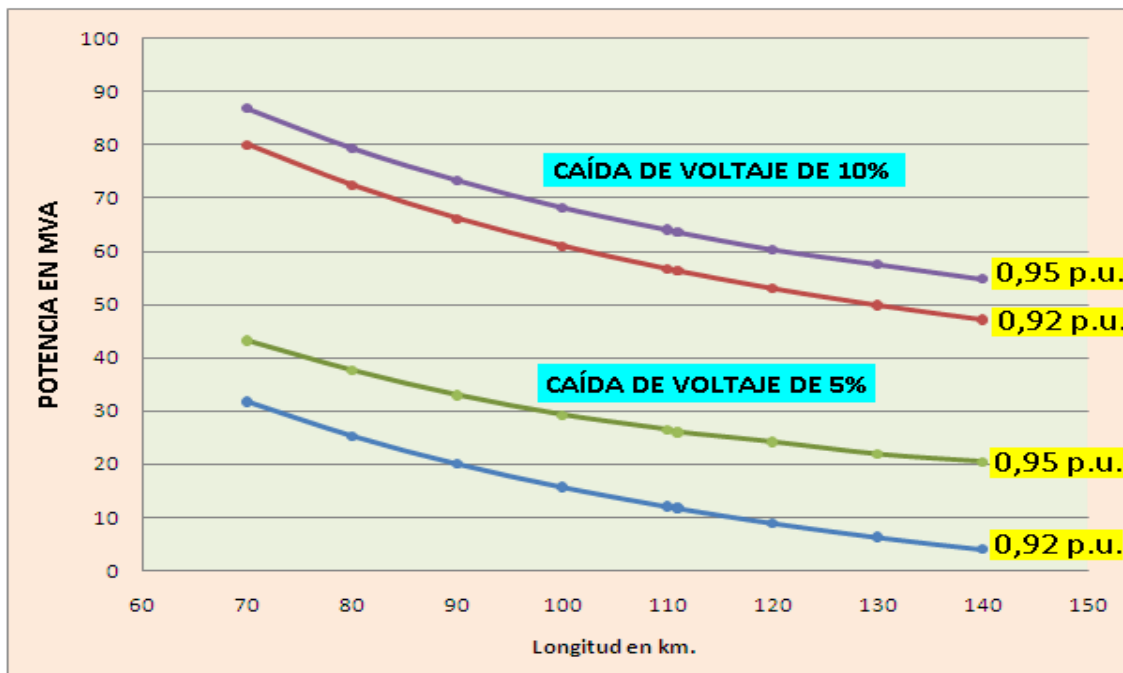


Fig. 3.6 Curva de St. Clair en la zona del límite por caída de voltaje en MVA's

3.4 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA EN LOS PERÍODOS LLUVIOSO Y DE ESTIAJE, Y BAJO CONDICIONES CRÍTICAS DEL SISTEMA, CON LA DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA

Los escenarios para la simulación del sistema en los períodos lluvioso y de estiaje, y considerando condiciones críticas, son los mismos a los estipulados en la sección 2.4 del capítulo anterior, con la diferencia de que se incorporan al sistema la derivación de la línea y la subestación Tababela con una demanda máxima de de 22,8 MW y 6,1 MVar [18]. Los escenarios operativos para la simulación del sistema se presentan en la tabla 3.6.

Las soluciones a las corridas de flujos de potencia se muestran en la tabla 3.7, con los valores correspondientes a las magnitudes y ángulos de voltaje en todas las barras del sistema, incluyendo las de la subestación Tababela.

Los valores de las transferencias de potencia activa y potencia reactiva en las barras del sistema, se detallan en la tabla 3.8, lo que permite determinar las

Tabla 3.6 Condiciones operativas en diferentes escenarios para el estudio de flujos de potencia del sistema considerando la derivación hacia la subestación Tababela

CONDICIONES OPERATIVAS EN DIFERENTES ESCENARIOS PARA EL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA DEL SISTEMA CONSIDERANDO LA DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA									
ELEMENTOS	ESTACIÓN LLUVIOSA			ESTACIÓN SECA			CONDICIONES CRÍTICAS		
CENTRAL HIDROELÉCTRICA	Potencia (MW)		Factor de potencia	Potencia (MW)		Factor de potencia	Potencia (MW)		Factor de potencia
Recuperadora	11,64		0,95	12,58		0,95	FUERA DE SERVICIO		0
El Carmen	5,66		0,95	7,16		0,95	FUERA DE SERVICIO		0
SUBESTACIÓN	LTC's		Posición del tap	LTC's		Posición del tap	LTC's		Posición del tap
Recuperadora	BLOQUEADO		2	BLOQUEADO		6	BLOQUEADO		9
El Carmen	BLOQUEADO		8	BLOQUEADO		8	BLOQUEADO		9
Booster No. 2	AJUSTE AUTOMÁTICO		8	AJUSTE AUTOMÁTICO		10	AJUSTE AUTOMÁTICO		13
Booster No. 1	AJUSTE AUTOMÁTICO		8	AJUSTE AUTOMÁTICO		10	AJUSTE AUTOMÁTICO		13
Tababela	AJUSTE AUTOMÁTICO		11	AJUSTE AUTOMÁTICO		11	AJUSTE AUTOMÁTICO		13
ESTACIONES DE BOMBEO	Líneas de bombeo	Potencia (MW)	Factor de potencia	Líneas de bombeo	Potencia (MW)	Factor de potencia	Líneas de bombeo	Potencia (MW)	Factor de potencia
Booster No. 2	1	2,8	0,9	3	8,4	0,9	4	11,2	0,9
Booster No. 1	1	2,8	0,9	3	8,4	0,9	4	11,2	0,9
Elevadora	1	0,47	0,79	3	1,41	0,79	4	1,88	0,79

Tabla 3.7 Soluciones a los flujos de potencia para los diferentes escenarios operativos del sistema propuestos

SOLUCIONES A LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA PARA DIFERENTES ESCENARIOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO										
BARRA	Voltaje nominal	ESTACIÓN LLUVIOSA			ESTACIÓN SECA			CONDICIONES CRÍTICAS		
		Voltaje	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Voltaje	Ángulo
		(kV)	(kV)	(p.u.)	(deg.)	(kV)	(p.u.)	(deg.)	(kV)	(p.u.)
Santa Rosa	138	138	1	0	138	1	0	138	1	0
El Carmen 138 kV	138	137,5963	0,9971	-0,5547	136,4407	0,9887	-0,9254	133,8322	0,9698	-1,9973
El Carmen 6,6 kV	6,6	6,6	1	32,2617	6,6	1	32,6985	6,3944	0,9688	27,8864
Tababela 138 kV	138	136,1947	0,9869	-1,6934	133,2451	0,9655	-2,7714	127,9034	0,9268	-5,1961
Tababela 23 kV	23	22,8056	0,9915	-37,8367	22,2701	0,9683	-39,2029	22,2299	0,9665	-41,65
Recuperadora 138 kV	138	136,3568	0,9881	-1,6001	132,9898	0,9637	-2,8782	125,4913	0,9094	-6,3965
Recuperadora 6,9 kV	6,9	6,9	1	31,6697	6,9	1	30,6268	6,6763	0,9676	20,5325
Booster No. 2 138 kV	138	136,0707	0,9860	-1,7599	131,9306	0,956	-3,3636	125,2946	0,9079	-6,4815
Booster No. 2 6,9 kV	6,9	6,976	1,0110	27,5017	6,8213	0,9886	24,3823	6,6056	0,9573	19,8947
Booster No. 1 138 kV	138	136,0306	0,9857	-1,7786	131,7949	0,955	-3,4217	127,0452	0,9206	-5,6917
Booster No. 1 6,9 kV	6,9	6,9611	1,0089	27,3592	6,7713	0,9813	23,9293	6,6376	0,962	24,2592
Elevadora 6,9 kV	6,9	6,9522	1,0076	27,341	6,7433	0,9773	23,8731	6,5672	0,9518	19,8161

Tabla 3.8 Transferencias de potencia activa y potencia reactiva del sistema para los diferentes escenarios operativos

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA REACTIVA PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DEL SISTEMA									
BARRA INICIAL		BARRA FINAL		ESTACIÓN LLUVIOSA		ESTACIÓN SECA		CONDICIONES CRÍTICAS	
Nombre	Voltaje	Nombre	Voltaje	Flujo de potencia activa (MW)	Flujo de potencia reactiva (MVar)	Flujo de potencia activa (MW)	Flujo de potencia reactiva (MVar)	Flujo de potencia activa (MW)	Flujo de potencia reactiva (MVar)
	(kV)		(kV)						
Santa Rosa	138	El Carmen	138	12,1968	-0,6603	22,3293	7,0673	49,4501	23,6448
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-12,1630	-1,0841	-22,2015	-8,4666	-48,7574	-23,0289
		Tababela	138	17,6070	2,9069	29,1455	11,0935	48,5414	22,9238
		El Carmen	6,6	-5,4440	-1,8228	-6,9440	-2,6269	0,2160	0,1052
Tababela	138	El Carmen	138	-17,5090	-5,3174	-28,8408	-12,5958	-47,6127	-21,7840
		Recuperadora	138	-5,2910	-3,0773	6,0408	4,0706	24,8127	13,2488
		Tababela	23	22,8000	8,3947	22,7999	8,5252	22,7999	8,5352
Recuperadora	138	Tababela	138	5,2930	2,2608	-6,0375	-4,8411	-24,7622	-13,6686
		Booster No. 2	138	6,1229	1,8635	18,3856	9,2570	24,5846	13,5909
		Recuperadora	6,9	-11,4159	-4,1243	-12,3481	-4,4159	0,1776	0,0777
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	-6,1167	-2,9288	-18,3207	-10,0527	-24,4530	-14,0536
		Booster No. 1	138	3,2944	1,5263	9,8755	5,5539	13,1861	7,8403
		Booster No. 2	6,9	2,8224	1,4025	8,4452	4,4988	11,2669	6,2132
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	-3,2939	-1,7678	-9,8711	-5,7663	-13,1771	-8,0147
		Booster No. 1	6,9	3,2939	1,7678	9,8711	5,7663	13,1771	8,0147
Booster No. 1	6,9	Booster No. 1	138	-3,2705	-1,7024	-9,8148	-5,1505	-13,0890	-6,8774
		Elevadora	6,9	0,4705	0,3463	1,4148	1,0822	1,8890	1,4530
Elevadora	6,9	Booster No. 1	6,9	-0,4700	-0,3648	-1,4100	-1,0943	-1,8800	-1,4590

pérdidas de potencia activa y los aportes de potencia reactiva de los diferentes tramos de la línea de transmisión, incluida la derivación hacia la subestación Tababela. Estos valores se detallan a las tablas 3.9 y 3.10.

Por último, otro de los resultados obtenidos del flujo de potencia son los niveles de cargabilidad de cada uno de los elementos, que se detallan en la tabla 3.11 para diferentes escenarios operativos del sistema.

Tabla 3.9 Pérdidas de potencia activa en la línea de transmisión

PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EXPRESADAS EN %			
Tramo de la línea de transmisión	ESTACIÓN LLUVIOSA	ESTACIÓN SECA	CONDICIONES CRÍTICAS
Santa Rosa-El Carmen	0,28	0,57	1,40
El Carmen-Tababela	0,56	1,05	1,91
Tababela-Recuperadora	0,04	0,05	0,20
Recuperadora-Booster No. 2	0,10	0,35	0,54
Booster No. 2-Booster No. 1	0,01	0,04	0,07
Cable tripolar de potencia	0,10	0,34	0,48

Tabla 3.10 Aportes de potencia reactiva de la línea de transmisión

APORTES DE POTENCIA REACTIVA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EXPRESADAS EN MVar			
Tramo de la línea de transmisión	ESTACIÓN LLUVIOSA	ESTACIÓN SECA	CONDICIONES CRÍTICAS
Santa Rosa-El Carmen	1,7444	1,4	0
El Carmen-Tababela	2,4105	1,5	0
Tababela-Recuperadora	0,8165	0,77	0,4198
Recuperadora-Booster No. 2	1,0654	0,8	0,4627
Booster No. 2-Booster No. 1	0,2414	0,2124	0,1744
Cable tripolar de potencia	0,0185	0,012	0,006
TOTAL	6,2967	4,6944	1,0629

Tabla 3.11 Porcentajes de cargabilidad de los elementos del sistema

PORCENTAJES DE CARGABILIDAD DE GENERADORES, SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA PARA DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACIÓN			
ELEMENTO	ESTACIÓN	ESTACIÓN	CONDICIONES

	LLUVIOSA	SECA	CRÍTICAS
GENERADORES	%	%	%
Recuperadora	70,72	76,46	0
El Carmen	57,94	74,87	0
SUBESTACIONES	%	%	%
Recuperadora	69,34	75,04	1,12
El Carmen	46,75	60,97	1,98
Booster No. 2	17,1	53,19	75,19
Booster No. 1	20,3	63,61	90,27
Tababela	123,1	126,05	131,33
LÍNEA DE TRANSMISIÓN	%	%	%
Santa Rosa-El Carmen	8,66	16,8	39,14
El Carmen-Tababela	12,82	22,61	39,53
Tababela-Recuperadora	3,05	3,95	15,12
Recuperadora-Booster No. 2	4,88	15,5	21,99
Booster No. 2-Booster No. 1	2,69	8,49	12,05
Cable tripolar de potencia	17,34	53,62	73,41

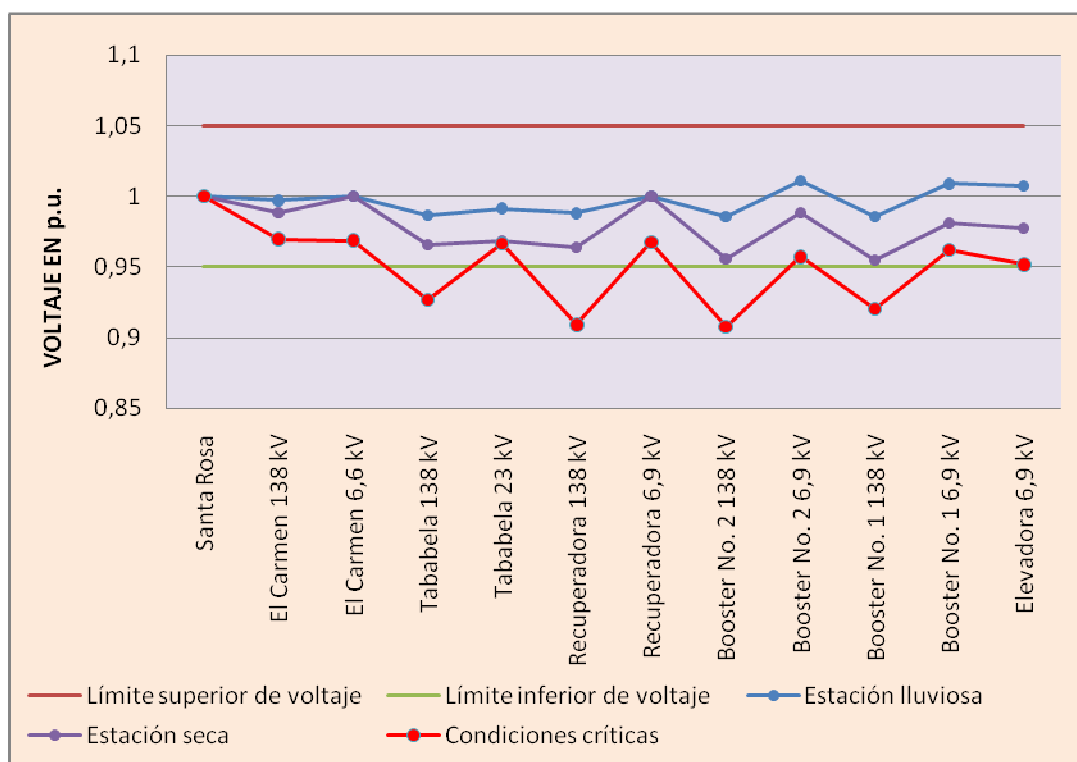


Fig. 3.7 Perfil de voltajes del sistema en diferentes condiciones de operación

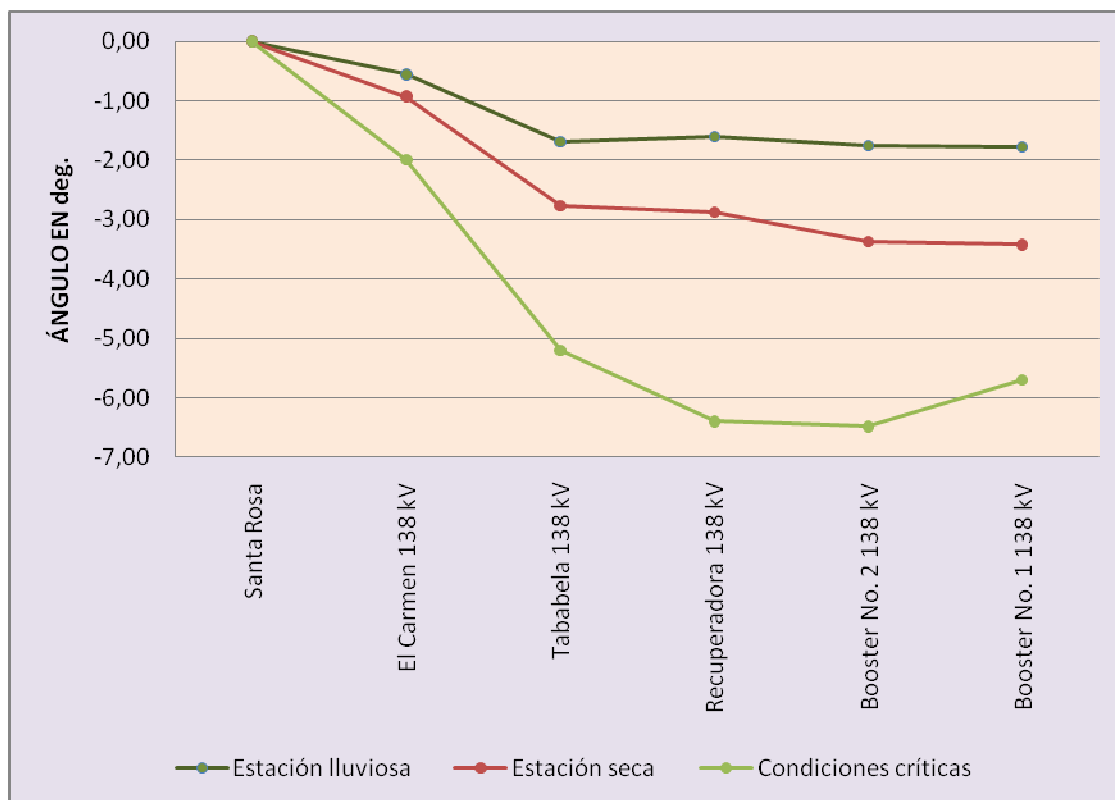


Fig. 3.8 Perfil de los ángulos de voltaje de las barras de 138 kV para diferentes condiciones operativas

3.4.1 ESTACIÓN LLUVIOSA

El perfil de voltajes del sistema en las condiciones de operación determinadas por la estación lluviosa, se encuentra dentro de la zona segura de operación de $\pm 5\%$ establecida dentro de las regulaciones, tal como se observa en la figura 3.7. Las caídas de voltaje no son significativas en ninguna de las barras de 138 kV, puesto que la transferencia de potencia proviene, a más de la subestación Santa Rosa, también de la generación intermedia de las centrales Recuperadora y El Carmen.

Las barras de bajo voltaje de las subestaciones Booster No. 1 y Booster No. 2, presentan voltajes superiores 1,00 p.u., debido a la acción de los LTC's de los transformadores mediante el control inverso de voltaje, al subir la posición del tap, para que a su vez bajen los voltajes en las barras de 6,9 kV. En cambio, el control inverso de la subestación Tababela, baja la posición del tap para que a su vez

suba el voltaje de la barra de 23 kV, debido a la importante carga conectada. Los LTC's de las subestaciones Recuperadora y El Carmen se encuentran bloqueados para evitar conflictos con los reguladores de voltaje de las unidades, sin embargo la posición de los taps se encuentran por encima del nominal para permitir la producción de potencia reactiva de las centrales.

Los márgenes de estabilidad de los diferentes tramos de la línea de transmisión son superiores al 90%, debido a que las diferencias angulares entre los voltajes de las barras son pequeñas, tal como se aprecia en la figura 3.8.

Debido a la importante carga de la subestación Tababela, la sostenibilidad de voltajes dentro de la zona segura, debe ser garantizada con un importante soporte de potencia reactiva proveniente de las centrales. Por tal motivo, los niveles de cargabilidad de las unidades son significativos. En cambio, las subestaciones Booster No. 1 y Booster No.2 presentan bajos niveles de cargabilidad, porque la absorción de reactivos del sistema no es importante, ya que la carga de las estaciones de bombeo no es apreciable. Los tramos de la línea de transmisión poseen bajos niveles de cargabilidad, ya que la transferencia de potencia no está congestionada en ninguno de los tramos.

3.4.2 ESTACIÓN SECA

En este escenario se encuentra conectada al sistema una importante carga, tanto de las estaciones de bombeo como la del nuevo aeropuerto en la subestación Tababela. Pese a estas circunstancias, el perfil de voltajes del sistema se encuentra dentro de la zona segura de operación, aunque ya se puede notar que las caídas de voltaje en las barras de 138 kV son mayores a las simuladas para la estación lluviosa, al encontrarse los voltajes bastante cerca del límite inferior de 0,95 p.u., tal como se puede apreciar en la figura 3.7. Esto condiciona para que la acción de control inverso de los LTC's de las subestaciones Tababela, Booster No. 1 y Booster No. 2, disminuyan la posición de los taps por debajo del tap nominal, de tal manera que suban los voltajes controlados en las barras de bajo voltaje. La acción de los LTC's de las subestaciones Recuperadora y El Carmen se encuentran bloqueados, pero las

posiciones de los taps se encuentran por encima del tap nominal, a fin de permitir mayor producción de potencia reactiva a cargo de las centrales.

La transferencia de potencia en los tramos de la línea también se encuentra dentro de márgenes de estabilidad superiores al 90%, en razón de que las diferencias angulares de los voltajes de las barras de 138 kV son pequeñas, pero ya mayores a las simuladas para la estación lluviosa.

La mayor producción de reactivos de las centrales de generación ocasiona que sus niveles de cargabilidad sean mayores a los comparados con la estación lluviosa. Para las subestaciones Tababela, Booster No. 1 y Booster No. 2, también se han incrementado sus niveles de cargabilidad porque la acción de sus LTC's origina mayor absorción de reactivos del sistema para sostener los voltajes dentro de la zona segura. En el caso de los tramos de la línea, si bien han aumentado sus niveles de cargabilidad puesto que hay un mayor flujo de potencia proveniente desde Santa Rosa, se encuentran dentro de porcentajes aceptables.

3.4.3 CONDICIONES CRÍTICAS

Cuando se encuentran fuera de operación las centrales Recuperadora y El Carmen simultáneamente, y las estaciones de bombeo se encuentran operando con cuatro líneas de bombeo y la carga del nuevo aeropuerto en la subestación Tababela se encuentra en su máximo nivel, es ciertamente un escenario crítico. Este escenario permite analizar el comportamiento del sistema, cuando la demanda de la carga esté suplida exclusivamente por el SNI desde la subestación Santa Rosa. Son bajo estas condiciones, donde se pone a prueba la capacidad de transferencia de potencia de la línea de transmisión, considerando la derivación hacia Tababela, y corroborar lo analizado en la sección 3.3, de que una de las principales afectaciones a considerar en la transferencia de potencia en líneas de longitud media, es la caída de voltaje.

Como se puede apreciar en la figura 3.7, el perfil de voltajes del sistema bajo condiciones críticas, se encuentra a partir de la barra de 138 kV de la subestación Tababela por debajo de la zona segura de operación de +/- 5%. Sin embargo, por la acción de los LTC's de las subestaciones Tababela, Booster No. 1 y Booster No. 2, el sistema logra ajustar los voltajes en las barras de bajo voltaje de dichas

subestaciones, un poco por encima del límite inferior de 0,95 p.u.. Esto se debe a la acción de control inverso, al disminuir las posiciones de los taps, para subir los voltajes en las barras a las que se conectan las cargas del nuevo aeropuerto y de las estaciones de bombeo.

En tanto que en la figura 3.8, las diferencias angulares de los voltajes en las barras de 138 kV, si bien son mayores comparadas a los anteriores escenarios, aseguran márgenes de estabilidad en estado estable superiores al 90%.

Lo anterior concuerda claramente con lo analizado en la sección 3.3, respecto a que la curva de máxima cargabilidad en líneas de longitud media, se encuentra dentro de la zona del límite de caída de voltaje de la curva de St. Clair.

El voltaje en la barra de 138 kV de la subestación Booster No. 1, de acuerdo al perfil de voltajes de la figura 3.7 es de 0,92 p.u.. De acuerdo a la figura 3.6, la máxima cargabilidad de la línea de transmisión de longitud 110, 97 km comprende entre 11,73 y 56,29 MVA para un rango de caída de voltaje entre el 5 y 10%. Considerar una caída de voltaje hasta del 10% supone una operación bastante crítica de la línea de transmisión. Los estudios de flujos de potencia determinan que en condiciones críticas, la transferencia de potencia desde la subestación Santa Rosa es de 49,45 MW y 23,64 MVar, el equivalente a 54,81 MVA. Aunque este valor se encuentra dentro de los límites de máxima cargabilidad de la línea, representa forzar su operación muy cerca del máximo nivel de cargabilidad, lo que acarrea que los perfiles de voltajes se encuentren fuera de la zona segura de operación, como lo demuestra la figura 3.7.

Lo anterior está acompañado de altos niveles de cargabilidad de las subestaciones Tababela, Booster No. 1 y Booster No. 2, puesto que la acción de control inverso de los LTC's para elevar los voltajes en las barras donde están conectadas las cargas, implica una mayor absorción de potencia reactiva del sistema, la misma que es proporcionada casi en su totalidad por el SNI y de pequeños aportes de la línea de transmisión. Es más, la línea de transmisión en los tramos Santa Rosa-El Carmen y El Carmen-Tababela no producen sino consumen reactivos del sistema, tal como se muestra en la tabla 3.8.

Por tanto, la derivación propuesta por la EEQSA a la línea de transmisión, pondría en riesgo la normal operación del sistema, y lo que es más grave, pondría en peligro el suministro ininterrumpido de agua potable, especialmente del

sistema Papallacta Integrado e incluso el suministro de potencia y energía a la carga representada en el Nuevo Aeropuerto Internacional de Quito.

Sin embargo, esto no significa que no se pongan en análisis otras alternativas para la interconexión, en virtud de las regulaciones que establecen el libre acceso a los sistemas de transmisión. Pero dichas alternativas, deben estar orientadas a garantizar la operación del sistema, de tal forma que no peligre el suministro de agua potable del Distrito.

Una de las alternativas que se tratará a continuación, es la conexión de un banco de capacitores en la barra de 23 kV de la subestación Tababela, a fin de mejorar la calidad de los voltajes del sistema.

3.5 COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA MEDIANTE UN BANCO DE CAPACITORES EN LA BARRA DE 23 kV DE LA SUBESTACIÓN TABABELA

En esta sección se propone la conexión en paralelo de un banco de capacitores conectables cuando los requerimientos de carga lo ameriten, especialmente bajo condiciones críticas. En vista de que los perfiles de voltaje de los escenarios lluvioso y seco, se encuentran dentro de la zona segura de operación, no es necesario que se conecten banco de capacitores fijos. No así en las condiciones críticas, donde por la salida individual o simultánea de las estaciones de bombeo, la producción de potencia reactiva proviene en su mayoría, de un punto bastante alejado de la carga como es la barra de Santa Rosa, lo que hace necesario la conexión de un banco de capacitores conectables en un punto intermedio del sistema.

Este punto representa la barra de 23 kV de la subestación Tababela. La compensación de potencia reactiva en este punto mejorará el voltaje en dicha barra y en otras barras como las de las estaciones de bombeo. Esto se debe a que el flujo de potencia reactiva se transferirá desde un punto intermedio y cercano a las estaciones de bombeo.

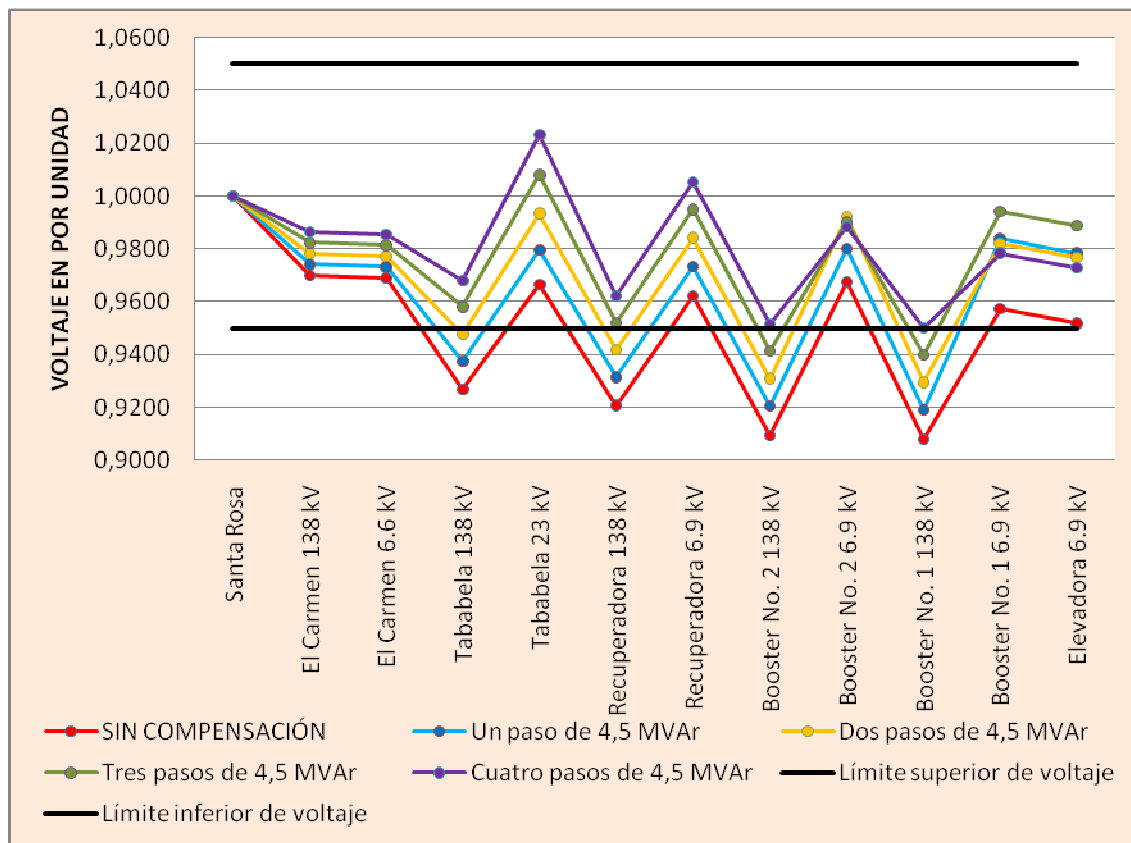


Fig. 3.9 Perfiles de voltaje del sistema con compensación de potencia en pasos de 1, 2, 3 y 4 para un banco de potencia reactiva 18 MVAR conectado en la barra de 23 kV de la subestación Tababela

Como se ilustra en la figura 3.9, al colocar un banco de capacitores de 4 pasos conectables, cada uno de 4,5 MVAR, representará un mejoramiento en los perfiles del voltaje del sistema. Sin embargo, de acuerdo al estudio de flujos de potencia, basta conectar hasta tres pasos de 4,5 MVAR para tener un perfil de voltajes aceptable. De modo que la compensación de potencia reactiva que debe añadirse alcanza hasta los 18 MVAR, para asegurar el funcionamiento poco menos riesgoso del sistema.

En este capítulo se ha podido demostrar que el límite térmico del conductor es un criterio incompleto para determinar la máxima cargabilidad de las líneas de transmisión. Para líneas de longitud media, la cargabilidad se encuentra condicionada a la zona del límite de caída de voltaje de la curva de St. Clair, y como se observa en la figura 3.7, la incorporación de 26 km de derivación a la

línea y cerca de 23 MW de demanda en la carga del nuevo aeropuerto, causaría serios problemas a la operación del sistema. No obstante, es necesario que se realice un estudio pormenorizado de la interconexión de la subestación Tababela al sistema eléctrico de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento.

Este estudio debe abarcar análisis de estabilidad transitoria y en estado estable del sistema, a fin de realizar una nueva calibración de las protecciones debido a los incrementos de carga. Asimismo, se debe tener presente que los equipos como transformadores de corriente y de potencial no están diseñados para mayores cantidades de corriente que circularán en el sistema, de modo que deben ser cambiados. Todos estos estudios redundarán en que la operación del sistema garantice el suministro ininterrumpido de agua potable del Distrito, y la energía necesaria para el funcionamiento confiable del Nuevo Aeropuerto Internacional de Quito.

4. LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES DE COMPRA-VENTA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO AL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

4.1 ANTECEDENTES

Las políticas del régimen actual orientadas en materia del sector eléctrico, dan al Estado la responsabilidad por la prestación del servicio de energía eléctrica y la responsabilidad de garantizar que el suministro se realice bajo principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad [20]. Es que a raíz de la promulgación del Mandato Constituyente No. 15, expedido el 23 de julio de 2008, se devuelve nuevamente al Estado su capacidad regulatoria y sus atribuciones inherentes dentro del sector eléctrico, convirtiéndolo en el principal inversionista para las obras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y relevando al usuario final de su responsabilidad de pagar un componente dentro de la tarifa, para financiar e incrementar la cobertura del servicio. En otras palabras, con la promulgación del Mandato Constituyente No. 15, no se contempla la posibilidad de que el sector eléctrico sea sostenible por sí mismo, sino que ante la urgencia por expandir su cobertura o por compensar las pérdidas, sea el Estado quien se encargue del financiamiento.

En este capítulo se analizará las consecuencias que el Mandato Constituyente No. 15, su reglamento y demás normativas para su aplicación, traen consigo para la liquidación de las transacciones de compra-venta de energía en los agentes generadores de capital público inmersos dentro del Mercado Eléctrico Ecuatoriano MEE, como es el caso de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento.

4.2 CLIENTES DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO POR LA VENTA DE

ENERGÍA ELÉCTRICA AL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO MEE

El Mandato Constituyente No. 15 a través del artículo 1, confirió al Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, plenas potestades para establecer nuevos parámetros regulatorios, e incluso facultades para ajustar los contratos de compra-venta de energía vigentes hasta antes de su expedición. La respuesta a esta orden supraconstitucional fue la Regulación No. 006/08 aprobada por el directorio del CONELEC en la Resolución No. 106/08 del 12 de agosto de 2008.

La Regulación No. 006/08, en su capítulo III, numeral 14 [21], señala nuevas normativas para el funcionamiento del Mercado, específicamente en lo relacionado a los contratos por compraventa de energía, estableciendo tres tipos de contratos que pueden suscribirse en el mercado de largo plazo.

En un principio se debatió la no inclusión de la Empresa dentro de este tipo específico de contrato, dada la controversia en esclarecer si en las empresas con carácter municipal tiene o no participación accionaria el Estado. El argumento esgrimido por la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito al defender su no inclusión dentro de las nuevas figuras contractuales dispuestas por el CONELEC, se basaba en primer término en la disposición transitoria segunda de la Regulación No. 006/08 [21]. Dicha disposición establecía un tiempo límite para que las empresas generadoras y distribuidoras de propiedad del Fondo de Solidaridad y de las cuales tenía el Estado participación, suscribieran nuevos contratos a conformidad con las disposiciones emitidas por la Regulación No. 006/08. Pero la Empresa no formaba parte del Fondo de Solidaridad sino que hasta antes de que se constituyera en empresa pública, se regía bajo la Ley de Régimen Municipal donde se consagraban la plena autonomía de las municipalidades y de sus empresas vinculadas. En segundo término, el artículo 16, literal a), inciso cuarto de la Regulación No. 013/08, menciona que las empresas generadoras en las que el Estado tenga *participación accionaria* se sujetarán a la determinación hecha por el CONELEC de los cargos fijos a las que tiene derecho para la nueva metodología de liquidación de las transacciones comerciales. Nuevamente, se dejó en claro que la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento no está constituida por paquetes

accionarios, sino que es una empresa filial de un gobierno autónomo descentralizado, como es el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito.

Finalmente, a los argumentos expuestos por directivos de la Empresa se opuso la comunicación emitida por el CONELEC en Oficio No. DE-09-1242 del 8 de junio de 2009, en la cual el organismo regulador dejó en claro que la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento sí es parte del Estado y por tanto debe sujetarse obligatoriamente a las regulaciones expedidas para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15. La razón jurídica para esta ratificación se encuentra en el artículo 225, numeral 2, de la Constitución, vigente desde el 20 de octubre de 2008, que manifiesta que el sector público comprende también las entidades que integran el régimen autónomo descentralizado, esto incluye a los municipios y gobiernos provinciales.

En el capítulo III, numeral 14, literal b) de la Regulación No. 006/08, se conciben nuevas modalidades de contratos a largo plazo entre los agentes generadores en las que el Estado tenga participación. Este tipo de contratos se los denomina *Contratos Regulados a Plazo*, y prescriben la obligatoriedad de las empresas generadoras con capital público, de suscribir contratos con todas las empresas distribuidoras del país.

Las características de los contratos regulados a plazo se encuentran en el numeral 15 de la Regulación 006/08 [21] y son las siguientes:

- a) Serán liquidados por toda la producción real de energía eléctrica, y serán asignados a todas las empresas distribuidoras en proporción a su demanda real medida.
- b) Contemplarán un cargo fijo relacionado con su disponibilidad y un cargo variable en función de su producción. El cargo fijo será liquidado, así no sea despachado por el CENACE, siempre que se mantenga disponible el generador o en los períodos de mantenimiento debidamente autorizados por el CENACE. Los cargos variables será liquidados de acuerdo a la producción de energía eléctrica medida.
- c) Los contratos tendrán una duración mínima de un año; excepto para los generadores que usen energías renovables no convencionales cuya duración no podrá ser menor a diez años.

Los cargos variables que se fijan en los contratos regulados serán los que el CENACE considere como costos variables de producción para todos los procesos: planificación operativa, despacho y liquidación. Para aquellos generadores que no tengan suscritos contratos regulados, se observará la normativa vigente para la declaración de los costos variables de producción.

El cargo fijo será aprobado por el CONELEC, sobre la base de una anualidad que será determinada en una regulación específica a ser emitida. Este cálculo será auditado petición del CONELEC.

Los contratos liquidados a plazo serán liquidados (ex-post) por el CENACE, para lo cual deben ser registrados en esta entidad. Los agentes contratantes, al momento del registro, informarán al CENACE los precios de los contratos (cargos fijos y cargos variables).

Las características señaladas en los literales a), b) y c) nos indican claramente dos aspectos. El primero de ellos condiciona a la Empresa a sostener contratos con todas las 19 empresas distribuidoras del país, a excepción de la Empresa Eléctrica Galápagos S.A., asignándoles en cada liquidación diaria, un porcentaje de su producción igual al porcentaje de su demanda real medida; esto quiere decir que, por ejemplo, si la demanda de energía de la Empresa Eléctrica Centro Sur S.A., en un día cualquiera, fue del 12% de la demanda total del SNI, esta empresa adquirió del agente Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento una cantidad de energía equivalente al 12% de su producción durante ese día. Un alcance a la definición preliminar de la demanda real medida se da en la Regulación No. 013/08 en su numeral 3, donde se excluye de los consumidores regulados de una empresa distribuidora, la demanda de los grandes consumidores que hayan suscrito contratos con generadores o que estén actuando en el mercado ocasional y los consumos propios de los agentes autogeneradores. Este alcance se lo denomina actualmente *Demanda Regulada o Demanda Real Medida* [21].

El segundo aspecto, también condiciona un precio no establecido para las partes, es decir, una empresa distribuidora liquidará la compra de energía a la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, no a un precio

convenido entre ellas, sino a un precio prácticamente establecido por el CONELEC de acuerdo a la metodología de costos fijos y costos variables como veremos más adelante.

Si lo anterior se compara con lo establecido en los artículos 46 y 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los mismos que quedaron insubsistentes, se tiene una abismal diferencia, en razón de que los mencionados artículos facultaban a las empresas generadoras, sean públicas o privadas, a pactar contratos de compra-venta de energía con cualquier agente del mercado, a un precio libremente pactado entre las partes, lo cual era hasta entonces una característica intrínseca del modelo de mercado de libre competencia [19].

La situación contractual de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento era notoriamente distinta hasta antes de la expedición del Mandato, puesto que sostenía un único contrato con la Empresa Eléctrica Quito S.A. a un precio fijado por ambos contrayentes. Adicionalmente, el precio pactado entre estas dos empresas, fijaba una tarifa para cada estación climática, es decir, el precio de venta de la energía durante la estación lluviosa no era el mismo para el de la estación seca. Esta última condición, aunque no se estipulaba en ninguna Ley, era un convenio donde el comprador reconocía en el precio las condiciones operativas de producción de energía de acuerdo a la estación climática. En las nuevas regulaciones no existe ningún tratamiento especial al respecto, a fin de ajustar el precio a los incrementos en el costo de producción, debido a que la producción de energía eléctrica está absolutamente condicionada a la disponibilidad de caudales, aún más en temporadas de estiaje.

Bajo estos nuevos esquemas contractuales, la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento sostiene hasta la fecha contratos regulados a plazo con las siguientes empresas distribuidoras:

- Empresa Eléctrica Ambato S.A.
- Empresa Eléctrica Azogues S.A.
- Empresa Eléctrica Centro Sur S.A.
- Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A.
- Empresa Eléctrica Quito S.A.
- Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.

- Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.
- Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
- Eléctrica de Guayaquil

También tiene suscrito un contrato similar con la Corporación Nacional de Electricidad S.A. CNEL, compuesta societariamente de las acciones de:

- Empresa Eléctrica Santa Elena S.A. (CNEL-Santa Elena)
- Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A. (CNEL-Esmeraldas)
- Empresa Eléctrica Bolívar S.A. (CNEL-Bolívar)
- Empresa Eléctrica Manabí S.A. (CNEL-Manabí)
- Empresa Eléctrica Milagro S.A. (CNEL-Milagro)
- Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. (CNEL-Santo Domingo)
- Empresa Eléctrica El Oro S.A. (CNEL-El Oro)
- Empresa Eléctrica Los Ríos S.A. (CNEL-Los Ríos)
- Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A. (CNEL-Sucumbíos)
- Empresa Eléctrica Guayas-Los Ríos EMELGUR S.A. (CNEL-EMELGUR)

La Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil, Eléctrica de Guayaquil, sustituyó a la extinta Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil CATEG mediante Decreto Ejecutivo No. 1786 de 18 de junio de 2009.

4.3 LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO A PLAZO [20] [21]

La liquidación de las transacciones comerciales de electricidad es la determinación de los importes que deben abonar o percibir los distintos participantes del Mercado Eléctrico, conforme los términos establecidos en los contratos regulados de compraventa de energía, incluyendo las importaciones y

exportaciones de electricidad. La liquidación de las transacciones de electricidad está a cargo del CENACE.

La Regulación No. 006/08, en su numeral 1, literal a), manifiesta que la producción de energía eléctrica de los generadores pertenecientes al Estado será valorada considerando sus costos fijos más costos variables de producción.

De acuerdo al numeral 16 de la Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15, con número 013/08, y a las disposiciones reformativas segunda y tercera de la Regulación Complementaria No. 2 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15, con número 004/09, los contratos regulados se ciñen a dos componentes: cargo fijo y cargo variable.

El costo fijo considera los costos de recuperación de la inversión, administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación. Los costos de mantenimiento sólo consideran los costos relativos a los mantenimientos mayores que estén destinados a repotenciar o a prolongar la vida útil original de las unidades de generación. El rubro perteneciente a la recuperación de la inversión es la reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles aprobadas por el CONELEC sin tomar en cuenta la rentabilidad sobre la inversión. Estos costos fijos serán determinados por el CONELEC y serán incluidos en los contratos regulados y comunicados al CENACE para el proceso de liquidación [21].

El costo variable será determinado conforme a la normativa específica y liquidado de acuerdo a la producción de energía eléctrica medida. La Regulación aplicada para la declaración de este componente será la Regulación No. 003/03 vigente. No obstante, en la disposición transitoria tercera de la Regulación No. 013/08 se especifica el costo variable de producción de las centrales hidroeléctricas a 0,2 centavos de dólar por cada kilovatio hora de energía producida y medida (US¢ 0,2/kWh), [21]

El concepto de nodo frontera está directamente involucrado para efectos de la liquidación de las transacciones comerciales en la parte específica de los costos variables. El nodo de frontera constituye el punto de recepción de la energía producida por agente generador y es la magnitud de energía medida a la que hacen alusión las regulaciones anteriores. Por tanto, si no existe una

definición apropiada de los nodos de frontera, se incurre a declarar una errónea liquidación por costos variables de producción de energía eléctrica.

Los mecanismos de contratación regulada para autogeneradores con capital público, caso de la central Recuperadora, obliga a poner a disposición de todas las empresas distribuidoras, la producción de excedentes de energía. De acuerdo al numeral 10 de la Regulación No. 004/09, para este tipo de autogeneradores se establece en la liquidación de las transacciones comerciales un mecanismo similar para los generadores, es decir, reconociendo sus costos fijos y sus costos variables [21]. Sin embargo, existe una diferencia, al reconocer en el rubro de los costos fijos sólo la proporción que corresponda al excedente puesto a disposición del mercado.

El costo fijo es cubierto con el valor de la anualidad (A_T) calculada por el CONELEC en cada año para cada agente generador. El valor de la anualidad es ajustada a un factor de disponibilidad anual previsto, que relaciona la disponibilidad de operación de la central [21]. En la tabla 4.1 se detallan los factores de disponibilidad previstos en función de la tecnología de cada central de generación, tomados del anexo 1 de la Regulación 004/09, en su numeral 4, y que son utilizados por el CENACE en la evaluación de la disponibilidad de los generadores del mercado.

Tabla 4.1 Factores de disponibilidad previstos para cada central de generación de acuerdo a su tecnología [21]

Tipo	Tecnología	Factor de disponibilidad previsto (fdp)	Rango de variación aceptable
Hidráulica	Embalse	92%	-2%
	Pasada	90%	-2%
Térmica	Vapor	80%	-2%
	Gas	80%	-2%
	MCI	80%	-2%

El valor de la anualidad corregida A_T' para cada unidad de generación es:

$$A'_T = \frac{A_T}{fdp} \quad 4.1$$

Donde:

A_T = anualidad calculada por el CONELEC

fdp = factor de disponibilidad previsto

El monto mensual MA correspondiente a la anualidad y que cubre los costos fijos de las unidades de generación se calcula así:

$$MA = \frac{A'_T}{12} fdr \quad 4.2$$

Donde:

fdr = factor de disponibilidad remunerable

El factor de disponibilidad remunerable fdr , de acuerdo al anexo 1 de la Regulación No. 004/09, es el factor de disponibilidad con el cual se remunera mensualmente a cada generador y es función del factor de disponibilidad observado y comparado con el factor de disponibilidad previsto fdp con un rango de variación aceptable.

El factor de disponibilidad remunerable se ciñe a la siguiente función:

$$fdr = \begin{cases} fdp, & \text{si } fd_{min} < fd_m \\ fd_m \frac{fdp}{fd_{min}}, & \text{si } fd_m < fd_{min} \end{cases} \quad 4.3$$

Donde:

fd_{min} = factor de disponibilidad mínimo previsto

fd_m = factor de disponibilidad promedio anual, tomando los últimos doce meses por cada central o unidad de generación.

A más de lo anterior, el monto mensual de la anualidad MA se ajusta por el factor mensual de contratación regulada. El factor mensual de contratación regulada fcr es la relación entre la energía comprometida en contratos regulados E_{CR} y la energía total producida por el generador en el mes correspondiente E_T .

$$fcr = \frac{E_{CR}}{E_T} \quad 4.4$$

El fcr está relacionado con el tipo de contrato de permiso para la generación de energía de cada central.

Para el caso de la central El Carmen, la energía comprometida para contratos regulados es la totalidad de su producción de energía puesta a disposición en el mercado, de acuerdo a su contrato de permiso como *Generador*. Por tanto para la central El Carmen: $E_{CR} = E_T$, de esta manera se tiene que el factor de contratación regulada para la central El Carmen $fcr = 1$.

Para la central Recuperadora, la energía comprometida para contratos regulados corresponde a sus excedentes de producción de energía eléctrica, en virtud de su contrato de permiso como *Autogenerador*; es decir, la energía comprometida para contratos regulados es la diferencia entre la energía total producida y la energía destinada a sus consumos propios en estaciones de bombeo y servicios auxiliares. Por tanto, para la central Recuperadora, el factor de contratación regulada es:

$$fcr = \frac{E_{CR}}{E_T} = \frac{E_T - E_{CONSUMOS PROPIOS}}{E_T} \quad 4.5$$

Donde:

E_T = producción total de energía de la central Recuperadora

$E_{CONSUMOS PROPIOS}$ = energía consumida por las estaciones de bombeo y servicios auxiliares

En base a lo anterior, el monto mensual correspondiente a la anualidad a ser considerada en los contratos regulados MA_{CR} es:

$$MA_{CR} = MA * f_{cr} \quad 4.6$$

A la liquidación por concepto de costos fijos se debe sumar la liquidación por costos variables de producción. Como se mencionó anteriormente, en las regulaciones se establece un precio de US¢ 0,2/kWh, que al multiplicarlo por la producción de energía total entregada al MEE por parte del agente Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, representa la liquidación por costos variables de producción.

El CENACE toma la medición de energía activa entrante en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa, en el punto ION 262-01 de la figura 2.22, como la totalidad de energía entregada al MEE. Sin embargo, el CENACE pasa por alto que parte de la producción de energía de la central El Carmen dirigida hacia el sistema Papallacta Integrado, es también energía entregada al MEE, y por ende también debe ser considerada para la liquidación de los costos variables de producción. De esta forma, la energía entregada por la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento al MEE debe ser calculada conforme a la ecuación 2.38

4.4 LIQUIDACIÓN DE CONSUMOS PROPIOS DE LOS GENERADORES Y DE LOS AUTOGENERADORES EN EL MERCADO OCASIONAL [21]

La liquidación de los consumos propios de energía comprende los requerimientos ocasionales de energía al MEE, cuando por sí solas, las unidades de generación no pueden abastecer sus sistemas auxiliares. Para el sistema eléctrico de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, los consumos propios son los destinados a mantener en operación las estaciones de bombeo Booster No.1, Booster No. 2 y Elevadora, y los servicios auxiliares de las centrales de generación Recuperadora y El Carmen. Sucede muchas veces que la central Recuperadora no puede abastecer por sí sola los consumos de las estaciones de bombeo, ya sea por encontrarse en mantenimiento programado o mantenimiento forzado o simplemente porque su producción no alcanza,

obligándola necesariamente a adquirir energía al MEE. Esta energía de carácter emergente, puede provenir tanto del SNI desde la subestación Santa Rosa o desde la propia central El Carmen. Asimismo, cuando la central El Carmen se encuentra fuera de operación, por las mismas razones expuestas, se necesita adquirir del MEE la energía necesaria para sus servicios auxiliares y el campamento del sistema La Mica-Quito Sur.

La producción de energía destinada a las estaciones de bombeo y a los servicios auxiliares, proveniente ya sea central El Carmen o desde el SNI o ambas simultáneamente, es energía tranzada en el mercado ocasional [21]. La liquidación de estas transacciones será valorada económicamente con el costo marginal de la energía, determinado en el despacho de carga horaria realizado por el CENACE, según lo determinan los numerales 21 y 17 de las Regulaciones número 013/08 y 004/09 respectivamente [21].

El CENACE liquida las transacciones por concepto de energía *entregada* al agente Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, tomando únicamente el punto de medición ION 262-01 junto a la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa. Esta consideración es inexacta e insuficiente, puesto que el CENACE no toma en cuenta que la porción de energía producida por la central El Carmen y entregada para el consumo de las estaciones de bombeo y servicios auxiliares del sistema Papallacta Integrado, es desde el punto de vista comercial, adquirida por el mismo agente en el mercado ocasional y liquidada al precio del costo marginal horario, en vista de que la central El Carmen posee el contrato de permiso como *Generador* [19]. De modo que la energía comprada al mercado ocasional se la debe calcular según la ecuación 2.39 y no únicamente con la medición de energía activa saliente de la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa.

4.5 OTROS SERVICIOS A SER PAGADOS

La frecuencia nominal de la red es el valor que determina el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en los sistemas de potencia. Al presentarse desbalances entre la oferta y la demanda, debido a la variación aleatoria de la carga en el sistema, la frecuencia deja de ser la misma [9]. Para evitar esta

situación, desde el CENACE se prevé la salida o puesta en operación de algunas unidades de generación para que se restaure el equilibrio entre la generación y la carga, y de esta manera restaurar la frecuencia al valor nominal.

El pago que realizan los agentes a estas unidades de generación, por el desempeño de sus sistemas de regulación de velocidad y de cualquier otro automatismo o sistema que actúe en la restauración de la frecuencia nominal de la red, es el rubro denominado *Regulación Primaria de Frecuencia*. Este valor es asignado por el CENACE mensualmente a cada agente, en cada liquidación singularizada.

4.6 LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA EN LOS MERCADOS DE CORTO Y LARGO PLAZO PARA EL MES DE FEBRERO DE 2010

El ejemplo propuesto es tomando las mediciones mensuales registradas en los puntos de medición del sistema para febrero de 2010. Las anualidades aprobadas por el CONELEC para cada central de generación en los años 2009 y 2010 se presentan en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Anualidades aprobadas por el CONELEC para cada central de generación para los años 2009 y 2010

CENTRAL	ANUALIDADES APROBADAS POR EL CONELEC EN US\$	
	2009	2010
Recuperadora	US\$ 2.786.069,11	US\$ 3.316.653,76
El Carmen	US\$ 1.893.802,62	US\$ 2.132.555,83

Con los valores de las anualidades de la tabla 4.2 se calcula la anualidad corregida en función del factor de disponibilidad previsto para cada central de generación. El CENACE considera que el factor de disponibilidad previsto de cada

central de generación corresponde al tipo de tecnología de centrales de pasada. El valor del factor de disponibilidad previsto para este tipo de tecnología es de 0,90. Si los valores de la tabla 4.2 y el valor del factor de disponibilidad previsto se reemplazan en la ecuación 4.1, se tiene la tabla 4.3 donde se presentan los valores de las anualidades corregidas ajustadas con el factor de disponibilidad previsto.

Tabla 4.3 Anualidades ajustadas con el factor de disponibilidad previsto para cada central de generación en 2009 y 2010

CENTRAL	ANUALIDADES CORREGIDAS AJUSTADAS CON EL FACTOR DE DISPONIBILIDAD PREVISTO	
	2009	2010
Recuperadora	US\$ 3.095.632,34	US\$ 3.685.170,84
El Carmen	US\$ 2.104.225,13	US\$ 2.369.506,48

Durante febrero de 2010 se registraron en los puntos de medición del sistema las cantidades de energía activa mostradas tanto en la tabla 4.4 como en el esquema de la figura 4.1. Vale la pena destacar que en febrero, el sistema no fue ajeno al fuerte estiaje que asoló al país, lo que se evidencia en la significativa cantidad de energía consumida en las estaciones de bombeo del sistema Papallacta Integrado y en el significativo aporte de energía, tanto del SNI desde la barra de Santa Rosa como de la central El Carmen.

Tabla 4.3 Mediciones registradas durante febrero de 2010 en los puntos de medición del sistema

MEDICIONES REGISTRADAS DURANTE FEBRERO DE 2010 EN LOS PUNTOS DE MEDICIÓN DEL SISTEMA			
Punto de medición	Energía activa entrante (MWh)	Energía activa saliente (MWh)	Barra
ION 262-01	2.821,34	254,42	Santa Rosa 138 kV

ION 35-01	253,46	2.828,57	El Carmen 138 kV
ION 37-01	809,44	1.038,62	El Carmen 138 kV
ION 39-01	0	2.856,94	El Carmen 6,6 kV
ION PM 02	8.113,91	0	Recuperadora 138 kV
PL 01	8.318,00	0	Recuperadora 6,9 kV
PL 03	0	3.739,48	Booster No. 2 138 kV
PL 04	0	4.579,55	Booster No. 1 138 kV

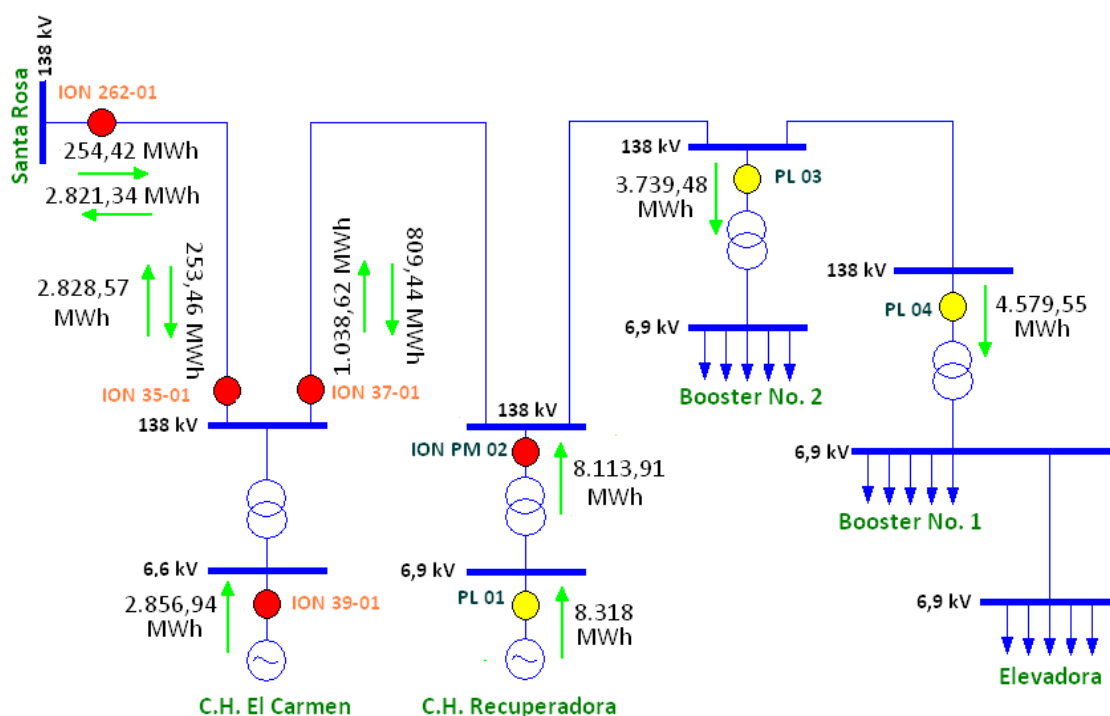


Fig. 4.1 Esquema de mediciones registradas en febrero de 2010 en los puntos de medición del sistema

El monto de la anualidad reconocido para cada mes de cada unidad de generación que cubre los costos fijos, es afectado por el factor de disponibilidad remunerable fdr tal como se representa en la ecuación 4.2 [21]. Asimismo, el factor de disponibilidad remunerable es función del factor de disponibilidad media anual fd_m . Para calcular el factor de disponibilidad media anual fd_m , se toma el registro de este factor para los últimos doce meses incluyendo el mes de liquidación. De los registros del Sistema de Medición del Mercado Eléctrico Mayorista SIMEM, se disponen los factores de disponibilidad media para cada central de generación, los mismos que son presentados en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Factores de disponibilidad media de los últimos doce meses precedentes a febrero de 2010

FACTORES DE DISPONIBILIDAD MEDIA		
<i>fdm</i>		
Mes	El Carmen	Recuperadora
Mar-09	0,997693	0,989695
Abr-09	0,973727	0,944167
May-09	0,989292	0,988150
Jun-09	0,629211	0,984386
Jul-09	0,982616	0,986066
Ago-09	0,996953	0,991622
Sep-09	0,990440	0,959745
Oct-09	0,994265	0,941779
Nov-09	0,994630	0,987639
Dic-09	0,995251	0,989740
Ene-10	0,594310	0,991443
Feb-10	0,623661	0,988715
PROMEDIO	0,896837	0,978596

De la tabla 4.4 se puede decir que los factores de disponibilidad media anual, utilizados para la liquidación correspondiente al mes de febrero, de cada central de generación, son los siguientes:

$$fd_{m_{EL\ CARMEN}} = 0,896837$$

$$fd_{m_{RECUPERADORA}} = 0,978595$$

El factor de disponibilidad mínimo previsto fd_{min} es el límite inferior del factor de disponibilidad previsto fdp de la tabla 4.1 en el rango de variación. El CENACE considera a las centrales de generación Recuperadora y El Carmen como hidroeléctricas con tipo de tecnología de pasada, de modo que su factor de disponibilidad previsto es $fdp = 0,90$ y el factor de disponibilidad mínimo previsto $fd_{min} = 0,88$ porque el rango de variación aceptable es 2%.

De lo anterior se tiene que:

$$fd_{m_{EL\ CARMEN}} > fd_{min}$$

$$fd_{m_{RECUPERADORA}} > fd_{min}$$

Por tanto, el factor de disponibilidad remunerable fdr de acuerdo a la ecuación 4.3 es el mismo factor de disponibilidad previsto fdp para central de generación. De modo que:

$$fdr_{EL\ CARMEN} = fdp = 0,90$$

$$fdr_{RECUPERADORA} = fdp = 0,90$$

Al reemplazar en la ecuación 4.2, los datos de la anualidad corregida de la tabla 4.3 para el año 2010, y los factores de disponibilidad remunerable fdr , se tiene el monto mensual MA correspondiente a la anualidad que cubre los costos fijos de las unidades de generación El Carmen y Recuperadora.

$$MA_{EL\ CARMEN} = \frac{US\$ 2.369.506,48}{12} (0,90) = US\$ 177.712,99$$

$$MA_{RECUPERADORA} = \frac{US\$ 3.685.170,84}{12} (0,90) = US\$ 276.387,81$$

El valor final que reconoce el MEE por costos fijos a la producción de las centrales El Carmen y Recuperadora, debe ser afectado por el factor de contratación regulada fcr . Para la central El Carmen $fcr = 1$.

El CENACE determina el factor de contratación regulada para la central Recuperadora, considerando como *excedentes*, a la energía activa entrante en la barra de 138 kV de la subestación El Carmen, registrada en el punto de medición ION 37-01, y como producción de energía bruta del generador Recuperadora a la medición registrada en el punto de medición PL 01, tal como se aprecia en la figura 4.1. Entonces, para el CENACE, el factor de contratación regulada de la central Recuperadora, se obtiene al reemplazar estas mediciones dadas en la tabla 4.3 en la ecuación 4.5, así:

$$f_{CR_{RECUPERADORA}} = \frac{M_{E_{37-01}}}{M_{E_{PL 01}}} = \frac{809,44 \text{ MWh}}{8.318,00 \text{ MWh}} = 0,09731$$

Al reemplazar en la ecuación 4.6 los montos mensuales correspondientes a las anualidades MA 's y los factores de contratación regulada fcr 's, para cada central de generación, se tiene los montos mensuales de la anualidad a ser considerados para la liquidación de los contratos regulados MA_{CR} . Para el ejemplo propuesto en febrero de 2010, se tiene:

$$MA_{CR_{EL \text{ CARMEN}}} = US\$ 177.712,99(1) = US\$ 177.712,99$$

$$MA_{CR_{RECUPERADORA}} = US\$ 276.387,81(0,09731) = US\$ 26.895.30$$

El resultado correspondiente al MA_{CR} de la central Recuperadora posee un error conceptual, al calcular erróneamente el factor de contratación regulada de dicha central. El CENACE al tomar como excedentes de producción de la central Recuperadora, a la medida registrada en el punto de medición ION 37-01 ($M_{E_{37-01}}$), no se está percatando que el punto de entrega de los excedentes al MEE no es la barra de 138 kV de la subestación El Carmen sino la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa. En otras palabras, se está afectando al MEE las pérdidas de energía del tramo de la línea Santa Rosa-El Carmen, las cuales deben ser asumidas enteramente por la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, ya que la línea es de su propiedad. Una solución aproximada a este error, sería atribuyendo un porcentaje de las pérdidas, proporcional a la cantidad de excedentes que fluyen por el tramo de la línea Santa Rosa-El Carmen. Las pérdidas de energía activa en el tramo de la línea El Carmen-santa Rosa pueden expresarse así:

$$\Delta E_{EL \text{ CARMEN-SANTA ROSA}} = M_{S_{35-01}} - M_{E_{262-01}} \quad 4.7$$

La relación entre los excedentes de energía de la central Recuperadora y la cantidad neta de energía que fluye hacia la subestación Santa Rosa por medio del

tramo de la línea El Carmen-Santa Rosa, es la proporción de pérdidas que debe ser descontada de la medición $M_{E_{37-01}}$, para considerar aproximadamente la cantidad de excedentes de energía que realmente entrega al MEE la central Recuperadora.

Por tanto el aproximado de los excedentes de energía de la central Recuperadora comprometidos en contratos regulados $E_{CR_{aprox.}}$ al MEE se debe ajustar así:

$$E_{CR_{aprox.}} = M_{E_{37-01}} - \left(\frac{M_{E_{37-01}}}{M_{S_{35-01}}} \right) (M_{S_{35-01}} - M_{E_{262-01}}) \quad 4.8$$

Entonces los excedentes de energía de la central Recuperadora considerando las pérdidas febrero de 2010 son:

$$E_{CR_{aprox.}} = 809,44 \text{ MWh} - \left(\frac{809,44 \text{ MWh}}{2.828,57 \text{ MWh}} \right) (2.828,57 \text{ MWh} - 2.821,34 \text{ MWh})$$

$$E_{CR_{aprox.}} = 807,37 \text{ MWh}$$

Si con este último resultado se calcula el ajuste al factor de contratación regulada f_{cr} para la central Recuperadora, se tiene lo siguiente:

$$f_{cr_{RECUPERADORA_{ajustado}}} = \frac{807,37 \text{ MWh}}{8.318,00 \text{ MWh}} = 0,09706$$

$$MA_{CR_{RECUPERADORA_{ajustado}}} = US\$ 276.387,81(0,09706) = US\$ 26.826,20$$

Por tanto la liquidación de los costos fijos a la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito, según el CENACE y tomando en cuentas las pérdidas en la transmisión son los siguientes valores:

$$CF_{CENACE} = US\$ 177.712,99 + US\$ 26.895,30 = US\$ 204.608,29$$

$$CF_{\text{CONPÉRDIDAS}} = \text{US\$ } 177.712,99 + \text{US\$ } 26.826,20 = \text{US\$ } 204.539,19$$

Por supuesto, se tiene un valor inferior al calculado por el CENACE en US\$ 69,10. Este valor representa la cantidad de dólares en pérdidas que el CENACE no las descuenta a la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento.

El valor establecido del costo variable es de 0,2 centavos de dólar por cada kilovatio hora de energía producida y entregada al MEE (US¢ 0,2/kWh) [21]. Entonces, la liquidación de costos variables no es otra cosa que el producto entre el precio y la cantidad de energía. Sin embargo, aquí yace el problema y las cuantiosas diferencias en la liquidación, al no determinar con exactitud la cantidad de energía entregada al MEE.

El CENACE al tomar como nodo frontera la subestación Santa Rosa, liquida los costos variables con la medición de energía activa entrante en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa en el punto de medición ION 262-01 ($M_{E_{262-01}}$). La liquidación por costos variables, según el CENACE, para el ejemplo correspondiente a febrero de 2010, y tomando la medición en la tabla 4.3 es:

$$CV_{\text{CENACE}} = M_{E_{262-01}} \left(2,00 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right)$$

$$CV_{\text{CENACE}} = 2.821,34 \text{ MWh} \left(2,00 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right) = \text{US\$ } 5.642,68$$

Sin embargo, la liquidación real de costos variables por la producción de energía entregada al MEE, debe tomar en consideración la energía de la central El Carmen dirigida hacia el sistema Papallacta. Al reemplazar en la ecuación 2.38 las mediciones de la tabla 4.3, se calcula la energía total entregada al MEE por el agente Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento:

$$\text{Energía entregada al MEM} = 3.606,50 \text{ MWh}$$

Por tanto, la liquidación de los costos variables durante febrero de 2010, considerando el tipo de contrato de permiso de las centrales de generación es:

$$CV_{REAL} = 3.606,50 \text{ MWh} \left(2,00 \frac{US\$}{\text{MWh}} \right) = US\$ 7.213,00$$

Si esta cantidad se la compara con el valor de los costos variables calculado por el CENACE para febrero de 2010, se tiene una diferencia de US\$ 1.570,32 en *contra* de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento.

Por ende la liquidación correspondiente a la sumatoria de los costos fijos y los costos variables, calculados por el CENACE y de acuerdo a la consideración de dos puntos de frontera son los siguientes:

$$CF + CV_{CENACE} = US\$ 204.608,29 + US\$ 5.642,68 = US\$ 210.250,97$$

$$CF + CV_{REAL} = US\$ 204.539,19 + US\$ 7.213,00 = US\$ 211.752,19$$

La energía comprada por la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento al MEE, para cubrir la demanda de sus estaciones de bombeo y sus demás servicios auxiliares, es el rubro denominado *servicios ocasionales del mercado*.

El CENACE al considerar como nodo frontera únicamente la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa determina que la cantidad de energía adquirida por la Empresa en el mercado de corto plazo, es la medición registrada en el punto de medición ION 262-01 ($M_{S_{262-01}}$). Esta energía es comprada al precio del costo marginal horario obtenido del despacho económico del CENACE.

En la liquidación singularizada del CENACE, correspondiente febrero de 2010, se indica que la cantidad a pagar por servicios ocasionales del mercado es de US\$ 23.005,88. Este valor es la sumatoria de todas las cantidades de energía compradas en el mercado ocasional, a precio del costo marginal, en cada hora del día y en cada día del mes. Si en febrero de 2010 se pagó esa cantidad por 254,42 MWh registrados en el medidor ION 262-01 ($M_{S_{262-01}}$), el valor del costo marginal *promedio* de energía mensual se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Costo marginal promedio de energía FEBRERO /10} = \frac{US\$ 23.005,88}{254,42 \text{ MWh}} = \frac{US\$ 90,42}{\text{MWh}}$$

Es decir, se compra energía al MEE a un precio aproximado de US¢ 9/kWh.

No obstante, la energía que compra la Empresa al mercado ocasional no es únicamente la medición registrada en el punto de medición ION 262-01 ($M_{S_{262-01}}$), sino además la energía de la central El Carmen dirigida hacia la subestación Recuperadora. Por tanto, la energía recibida del mercado de corto plazo se la calcula conforme a la ecuación 2.49, así:

$$\text{Energía recibida del MEE} = 254,42 \text{ MWh} + (785,16 \text{ MWh}) = 1.039,58 \text{ MWh}$$

Si la energía recibida del MEE se multiplica por el costo marginal promedio de energía en febrero de 2010, se estima que el valor a pagar por el rubro *servicios del mercado ocasional*, considerando los dos tipos de contratos de permiso de las centrales, es:

$$\text{Servicios del M. O.} = \left(\frac{\text{US\$ } 90,42}{\text{MWh}} \right) (1.039,58 \text{ MWh}) = \text{US\$ } 93.988,82$$

Este valor difiere en US\$ 71.200,86 al calculado por el CENACE, lo que representa un valor no cancelado por la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito al MEE.

Por último, según la liquidación singularizada de febrero de 2010, la Empresa debe pagar un valor de US\$ 560,84 por concepto de *Regulación Primaria de Frecuencia* RPF.

En la tabla 4.5 se presenta un cuadro que resume la liquidación singularizada del CENACE y la liquidación singularizada adoptando los diferentes contratos de permiso de generación de las centrales y a lo prescrito en las normativas y regulaciones vigentes para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15.

Tabla 4.5 Resumen comparativo de las liquidaciones por compraventa de energía durante febrero de 2010 efectuadas por el CENACE y considerando dos contratos de permiso de generación de las centrales

COMPARACIÓN DE LAS LIQUIDACIÓN POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA DURANTE EL MES DE FEBRERO DEL 2010						
	Costos fijos (US\$)	Costos variables (US\$)	CF+CV (US\$)	Pago por servicios del mercado ocasional (US\$)	Pago por RPF (US\$)	Total a recibir (US\$)
CENACE	204.608,29	5.642,68	210.250,97	23.005,88	560,84	186.684,25
DOS TIPOS DE CONTRATOS	204.539,19	7.213,00	211.752,19	93.998,82	560,84	117.192,53
DIFERENCIA	69,10	- 1.570,32	- 1.501,22	- 70.992,94	0	69.491,72

De la tabla 4.5 se obtiene una diferencia total de US\$ 69.491. Este valor indica que la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, no esta pagando al MEE una significativa cantidad en dólares, debido a que el CENACE no establece adecuadamente los nodos frontera, ajustados a los tipos de contratos de permiso que cada central posee y a la regulaciones establecidas para la liquidación de las transacciones de compraventa de energía en los contratos regulados.

4.7 LIQUIDACIÓN SINGULARIZADA DE LAS TRANSACCIONES POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL MES DE FEBRERO DE 2010

Liquidación singularizada de las transacciones por compraventa de energía es la repartición de los haberes y deberes de pago que cada agente distribuidor y generador posee, en este caso, con la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento [21]. Es realizada por el CENACE y entregada a todos los agentes en los primeros quince días del mes siguiente, a través del portal electrónico del Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista SIMEM.

La liquidación de las transacciones de compraventa de energía se lo hace diariamente, a fin de establecer específicamente las cantidades de energía transadas en el mercado y el precio marginal horario. Asimismo, las liquidaciones diarias permiten asignar a cada agente distribuidor la cantidad de energía demandada en cada.

De acuerdo a lo estipulado en los contratos regulados, la energía entregada al mercado debe ser distribuida proporcionalmente en función de la demanda regulada de las empresas distribuidoras. En la tabla 4.6 se presenta la asignación a cada agente distribuidor de los valores a pagar por concepto de costos fijos y costos variables, en función de su demanda regulada promedio durante febrero de 2010.

Como se señala en el ejemplo, las obligaciones de pago que la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento tiene con el mercado se refieren a dos rubros: los servicios en el mercado ocasional y por regulación primaria de frecuencia.

Los agentes generadores privados pueden tener a disposición del mercado ocasional, parte de la energía no comprometida en contratos y por tanto podrían ser acreedores de obligaciones de pago por parte de otros agentes, a lo que se suma también los servicios que éstos y los generadores públicos brindan al mercado a través de la regulación primaria de frecuencia [21].

Las obligaciones de pago con las empresas distribuidoras, se producen ya sea por la generación no escindida o por el pago anticipado que hacen éstas para las transacciones internacionales de electricidad. Para cubrir estos montos, el Ministerio de Electricidad también incluye a algunos agentes generadores. El mecanismo de recaudación anticipada de los valores por concepto de las transacciones internacionales de electricidad, lo realiza el CENACE recaudando de todos los agentes distribuidores y de algunos agentes generadores el monto que garantice, con tres semanas de anticipación previo al despacho, la transferencia de potencia y energía desde Colombia. En otras palabras, los agentes distribuidores y algunos agentes generadores pagan por adelantado la cantidad de energía que el mercado importa desde Colombia, y de la cual parte de ella consume la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento.

Tabla 4.6 Asignación mensual de la liquidación a las empresas distribuidoras de los costos fijos y costos variables durante febrero de 2010

ASIGNACIÓN DE COSTOS FIJOS Y COSTOS VARIABLES A CADA AGENTE DISTRIBUIDOR POR CONTRATOS REGULADOS									
EMPRESA DISTRIBUIDORA	Demanda regulada promedio (%)	Energía asignada por contratos regulados (MWh)		Costos fijos (US\$)		Costos variables (US\$)		Total a pagar por agente distribuidor (US\$)	
		CENACE	REAL	CENACE	REAL	CENACE	REAL	CENACE	REAL
AMBATO	2,83	79,76	101,95	5.784,13	5.782,18	159,51	203,91	5.943,65	5.986,09
AZOGUES	0,57	15,98	20,43	1.158,82	1.158,43	31,96	40,85	1.190,78	1.199,28
BOLIVAR	0,40	11,42	14,60	828,13	827,85	22,84	29,19	850,97	857,05
COTOPAXI	1,83	51,54	65,88	3.737,73	3.736,47	103,08	131,77	3.840,81	3.868,23
EL ORO	2,29	64,50	82,45	4.677,93	4.676,35	129,01	164,91	4.806,93	4.841,26
EMELGUR	8,63	243,57	311,36	17.664,19	17.658,22	487,14	622,71	18.151,33	18.280,93
EMELNORTE	2,74	77,18	98,65	5.596,99	5.595,10	154,35	197,31	5.751,34	5.792,41
ESMERALDAS	2,65	74,64	95,41	5.412,90	5.411,07	149,28	190,82	5.562,17	5.601,89
LOS RIOS	1,95	54,91	70,19	3.982,18	3.980,83	109,82	140,38	4.092,00	4.121,22
MANABI	8,19	231,05	295,35	16.756,02	16.750,37	462,10	590,70	17.218,12	17.341,06
MILAGRO	3,13	88,34	112,93	6.406,74	6.404,58	176,68	225,86	6.583,42	6.630,43
QUITO	21,38	603,23	771,10	43.746,90	43.732,12	1.206,45	1.542,20	44.953,35	45.274,32
RIOBAMBA	1,68	47,44	60,64	3.440,23	3.439,07	94,87	121,28	3.535,10	3.560,34
ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	29,66	836,73	1069,59	60.681,12	60.660,62	1.673,46	2.139,17	62.354,58	62.799,80
CENT. SUR	4,75	134,05	171,36	9.721,52	9.718,23	268,10	342,71	9.989,62	10.060,94
REG. SUR	1,50	42,30	54,08	3.068,00	3.066,96	84,61	108,16	3.152,61	3.175,12
STA. ELENA	2,72	76,70	98,05	5.562,58	5.560,70	153,40	196,10	5.715,98	5.756,80
SANTO DOMINGO	2,45	69,18	88,43	5.017,00	5.015,30	138,36	176,86	5.155,36	5.192,17
SUCUMBÍOS	0,67	18,82	24,06	1.365,19	1.364,73	37,65	48,13	1.402,84	1.412,86
TOTAL	100,00	2821,34	3606,50	204.608,29	204.539,19	5.642,68	7.213,00	210.250,97	211.752,19

Tabla 4.7 Valores a pagar a los agentes generadores y distribuidores por concepto de servicios en el mercado ocasional y regulación primaria de frecuencia correspondiente a febrero de 2010

VALORES A PAGAR A LOS AGENTES GENERADORES Y DISTRIBUIDORES POR SERVICIOS EN EL MERCADO OCASIONAL Y REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA					
AGENTE GENERADOR	Servicios en el mercado ocasional (US\$)	Regulación primaria de frecuencia (US\$)	AGENTE DISTRIBUIDOR	Servicios en el mercado ocasional (US\$)	Servicios en el mercado ocasional (US\$)
				CENACE	REAL
ELECAUSTRO	0	5,34	AZOGUES	112,17	557,94
ELECTROGUAYAS	10,38	126,97	RIOBAMBA	340,02	1691,27
HIDRO AGOYÁN	0	41,38	AMBATO	555,98	2765,46
HIDROPAUTE	0	160,59	BOLIVAR	77,18	383,89
TERMOESMERALDAS	0	44,66	COTOPAXI	204,61	1017,73
TERMOPICHINCHA	3.876,53	0	ESMERALDAS	387,84	1929,12
HIDRONACIÓN	0	28,29	LOS RIOS	322,41	1603,67
ENERMAX	0	6,18	MANABI	1.528,07	7600,65
HIDROPASTAZA	0	44,44	MILAGRO	597,72	2973,07
G. ELECTRICA DE GUAYAQUIL	0	34,37	QUITO	3.669,59	18252,62
G. QUITO	0	22,67	CENT. SUR	930,27	4627,18
G. BOLIVAR	0	0,18	REG. SUR	285,88	1421,97
MACHALA-POWER	0	45,78	SANTA ELENA	501,85	2496,21
HIDALGO-HIDALGO	1.254,71	0	STO. DMGO	488,09	2427,77
			ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	5.664,90	28177,33
			EMELGUR	1.675,93	8336,11
			EMELNORTE	429,46	2136,14
			SUCUMBÍOS	92,29	459,05
SUBTOTAL GENERADOR	5.141,62	560,85	SUBTOTAL DISTRIBUIDOR	17.864,26	88857,2
TOTAL GENERADOR	5.702,47		TOTAL DISTRIBUIDOR	17.864,26	88857,2
TOTAL A PAGAR (US\$)	CENACE	23.566,73	DIFERENCIA (US\$)	-70.992,94	
	REAL	94.559,67			

Por esta razón, una porción de la energía que se recibe del mercado de corto plazo, es energía importada desde Colombia que ha sido pagada anticipadamente por las empresas distribuidoras y algunos generadores, a las cuales se debe reembolsar su intermediación.

En la tabla 4.7 se detalla las obligaciones de pago singularizadas, durante el febrero de 2010, por concepto de servicios en el mercado ocasional y por regulación primaria de frecuencia.

4.8 LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE ABRIL DE 2009 Y MARZO DE 2010 CONSIDERANDO LOS CONTRATOS DE PERMISO DE LAS CENTRALES RECUPERADORA Y EL CARMEN

En los anexos 12, 13 y 14 se presenta detalladamente los cálculos para la liquidación de las transacciones comerciales durante el período comprendido desde abril de 2009 hasta marzo de 2010, a fin de destacar el impacto de la metodología adoptada por las nuevas regulaciones en los meses correspondientes a las estaciones lluviosa y seca. En la figura 4.2 se aprecia la cantidad a recibir en dólares por concepto de la liquidación de las transacciones de compraventa de energía durante el período en cuestión, de acuerdo al CENACE y de acuerdo a los tipos de contrato de permiso de las centrales. En la figura 4.3 se aprecia las diferencias entre estas dos liquidaciones.

Durante la temporada lluviosa (abril-septiembre) las diferencias representan tan sólo unidades de miles de dólares, esto es evidente debido a que durante esta temporada los requerimientos de energía al MEE para el consumo de las estaciones de bombeo no es tan apreciable y gran parte de la generación se dirige únicamente a la subestación Santa Rosa, de modo que la diferencia en las liquidaciones por considerar uno o dos nodos frontera no resulta significativo. El escenario cambia en el estiaje (octubre-marzo), aunque en los primeros meses no se nota diferencias importantes, a partir de diciembre ya empiezan a ser relevantes y aún más en febrero, porque durante el estiaje la impulsión de agua

cruda mediante bombeo es mayor, de modo que la transferencia de energía no sólo proviene de la subestación Santa Rosa sino además de la central El Carmen. Es durante estos meses, que considerar un solo nodo de frontera (Santa Rosa) deriva en que las diferencias sean tan grandes como las de febrero.

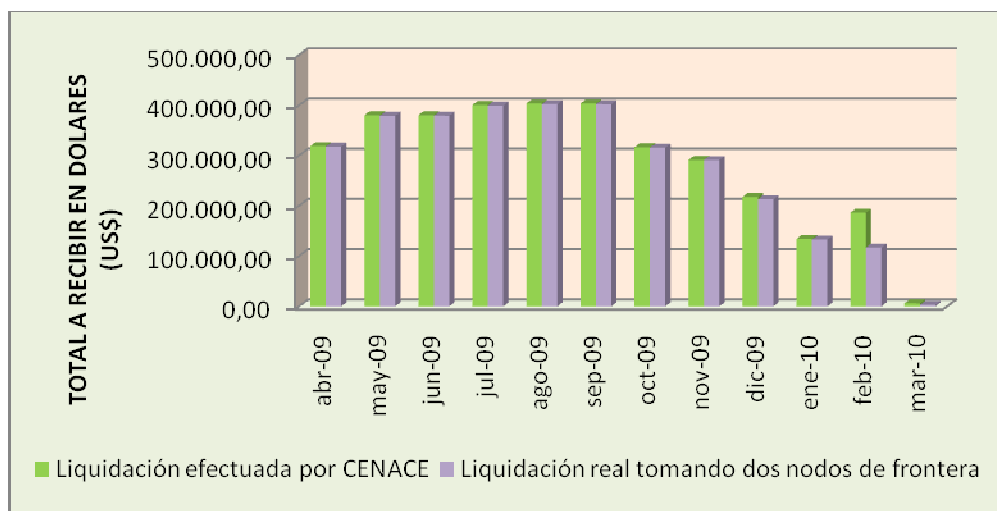


Fig. 4.2 Liquidación de las transacciones comerciales por compraventa de energía en el MEE

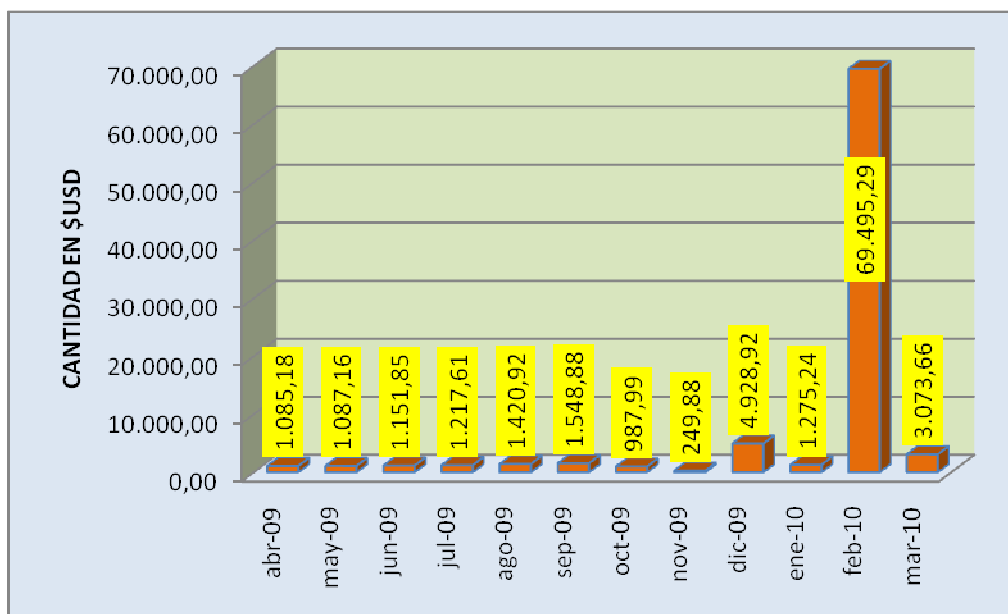


Fig. 4.3 Diferencias en dólares (US\$) entre la liquidación real y la efectuada por el CENACE

En las figuras 4.4 y 4.5 se muestran los pagos por servicios en el mercado ocasional y las diferencias entre las liquidaciones respectivamente. Nótese que durante la temporada lluviosa los requerimientos de energía en el mercado ocasional son insignificantes al igual que la cantidad pagada por dichos servicios. Pero durante el estiaje, aumenta considerablemente, en vista de que la transferencia de energía desde el mercado de corto plazo es alta.

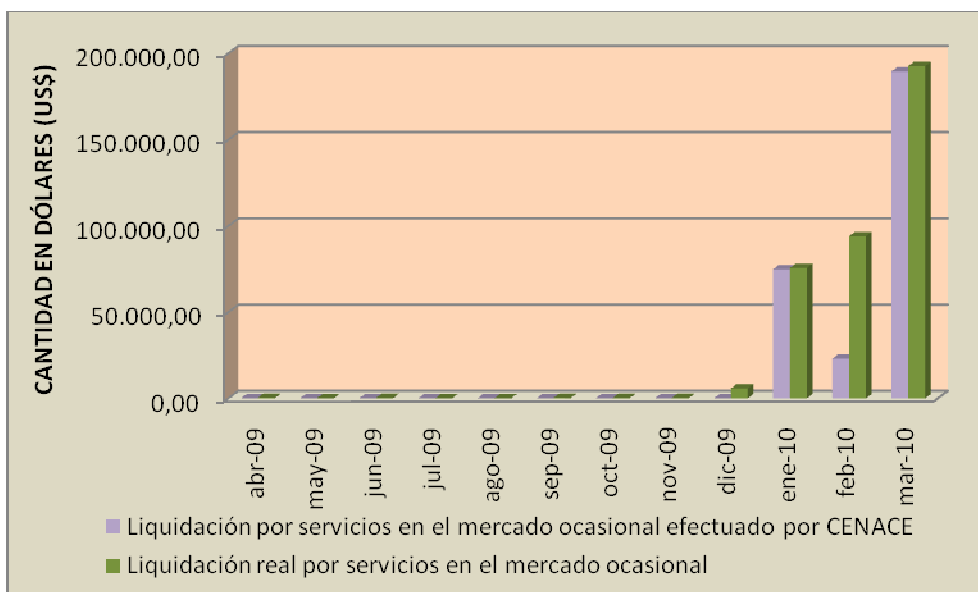


Fig. 4.4 Liquidaciones por servicios en le mercado ocasional

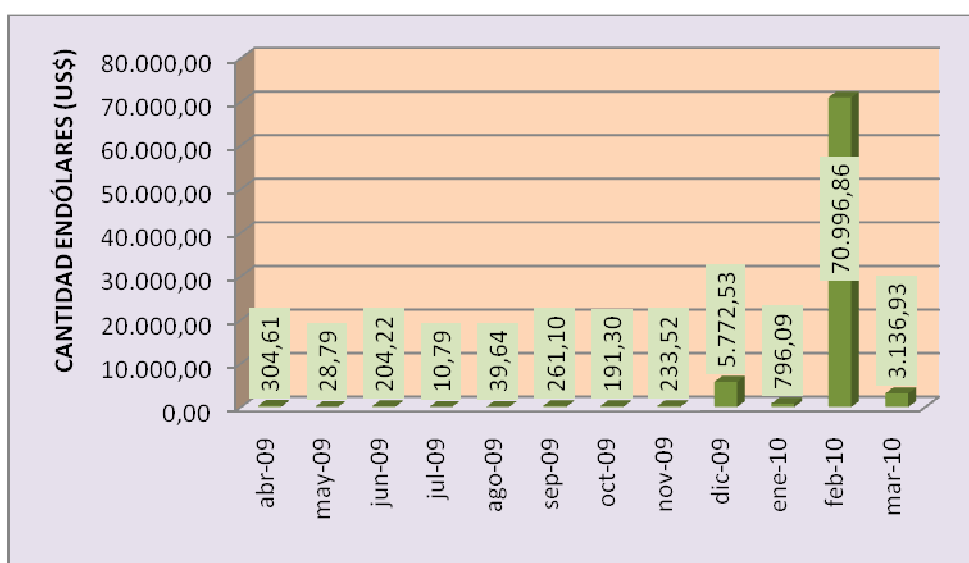


Fig. 4.5 Diferencias entre las liquidaciones por servicios en el mercado ocasional

4.9 OBLIGACIONES DE PAGO PENDIENTES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO

En la tabla 4.8 se presentan los valores facturados a las empresas distribuidoras por concepto de venta de energía mediante los contratos regulados, los saldos adeudados hasta antes de la expedición del Mandato Constituyente No. 15 y los saldos actualizados hasta julio de 2010. En la figura 4.6 se ilustra la consolidación de las deudas de las empresas distribuidoras, a excepción de la Empresa Eléctrica Quito S.A., con la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento.

Tabla 4.8 Consolidación de las deudas de las empresas distribuidoras con la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento

CONSOLIDACIÓN DE DEUDAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO				
EMPRESA DISTRIBUIDORA	Facturación por venta de energía desde el Mandato 15 hasta julio 2010 (US\$)	Saldo anterior al Mandato 15 (US\$)	Valores cancelados (US\$)	Saldo actual hasta julio 2010 (US\$)
AMBATO	223.184,79	2.065,18	143.721,67	81.528,30
AZOGUES	52.597,16	291,15	12.702,71	40.185,60
COTOPAXI	147.027,95	1.835,77	103.327,09	45.536,63
CENT. SUR	423.342,00	2.364,72	167.770,15	257.936,57
ELECTRICA DE GUAYAQUIL	123.424,89	263.163,34	133.333,97	253.254,26
EMELNORTE	244.542,29	3.134,16	89.381,09	158.295,36
RIOBAMBA	147.404,45	1.481,97	53.148,51	95.737,91
REG. SUR	137.241,86	4.357,44	79.251,34	62.347,96
CNEL (restantes distribuidoras)	2.836.726,19	0	665.092,19	2.171.634,00
TOTAL	4.335.491,58	278.693,73	1.447.728,72	3.166.456,59

La facturación por compraventa de energía de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, durante agosto de 2008 hasta marzo

de 2009, se realizó únicamente con la EEQSA en base al último contrato que ambas entidades sostenían. Sin embargo, de acuerdo a las regulaciones para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, se debía rescindir ese contrato para establecer otros bajo la modalidad de contratos regulados a plazo. Esto significaba que la facturación debía hacérsela, durante ese período, en forma proporcional a todas las empresas distribuidoras del país, en función de su demanda regulada.

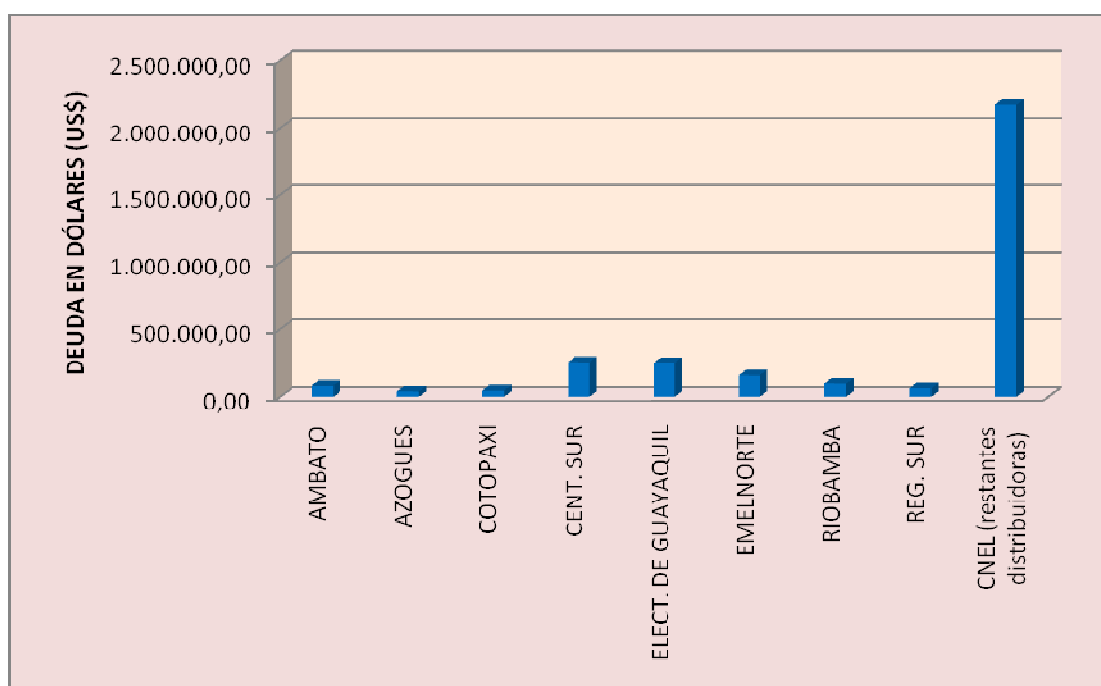


Fig. 4.6 Deudas de las empresas distribuidoras con la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento hasta julio de 2010

Esta situación ha provocado que la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento contraiga una deuda con la EEQSA, por la totalidad de los valores que han sido facturados y pagados por ésta durante ese período.

La deuda con la EEQSA asciende por concepto de estos valores a la suma de un millón seiscientos treinta y dos mil seiscientos diez y seis dólares con sesenta y tres centavos (US\$ 1'632.616,63).

Así como se tiene deudas por pagar, también posee haberes por recibir. Como se observa en la tabla 4.8 y en la figura 4.6, las obligaciones de pago pendientes con la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento son bastante significativas, especialmente las de aquellas empresas integradas en la Corporación Nacional de Electricidad CNEC. El Mandato Constituyente No. 15, no prevé los mecanismos para que las deudas entre distribuidoras y generadores sean canceladas a través del Ministerio de Finanzas. De modo que, bajo estas circunstancias, el CONELEC ha dispuesto mediante comunicaciones a los agentes del mercado, un mecanismo de liquidación de las deudas a través de actas de conciliación y convenios de pago entre los agentes distribuidores y las empresas generadoras, de modo que puedan cancelarse las deudas con facilidades. Otro de los recursos usados es compensar las deudas de los distribuidores con las deudas que tiene con ellas por servicios ocasionales de mercado. Sin embargo, no se puede recuperar la totalidad de las deudas, debido a que las deudas de la Empresa con las distribuidoras son bastante menores a las que tienen éstas con aquella.

4.10 ANÁLISIS DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE ACORDAR UN NUEVO CONTRATO DE PERMISO COMO AUTOPRODUCTOR DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CARMEN

Actualmente la central hidroeléctrica El Carmen se encuentra en operación mediante un contrato de permiso como *Generador*. Últimamente se ha propuesto suscribir un nuevo contrato con el CONELEC, a fin de que se cambie la figura de contratación a la de *Autoproducción*. Esto en razón de que durante el estiaje, el consumo de energía de las estaciones de bombeo del sistema Papallacta es mayor que la producción de la central Recuperadora, lo que obliga a suplir este déficit con energía proveniente del MEE. También se vislumbra que en poco tiempo, con la incorporación de las nuevas plantas paquete de tratamiento de agua potable, se tenga que operar hasta con cuatro líneas de bombeo [4].

De modo que ante la previsión del incremento de la demanda de energía, se torna imprescindible que la producción de energía de la central El Carmen también se destine a su abastecimiento bajo la figura de Autoproductor. Como se ha venido analizando en secciones anteriores, la producción de energía de la central El Carmen se la vende al MEE mediante la modalidad establecida en los contratos regulados, pero se la compra al mercado ocasional al costo marginal horario.

Ante esta situación, sólo los excedentes de energía de las dos centrales se comprometerían en los contratos regulados con todas las empresas. Es este escenario, cuando las dos centrales estén calificadas como autoproductores, donde realmente el nodo frontera con el mercado será efectivamente la subestación Santa Rosa. Lo que traería por un lado ciertas ventajas, como la facilidad con que se realizarían las liquidaciones, teniendo tan solo el punto de medición bidireccional ION 262-0, punto donde se registrarían la totalidad de excedentes de energía comprometidos en los contratos regulados y los requerimientos de energía comprados en el mercado ocasional. En la figura 4.7 se muestra el nodo frontera que se establecería ante la suscripción del contrato de *Autoproductor* de la central El Carmen.

Sin embargo, también traería consecuencias en la liquidación de los costos fijos de la central El Carmen, al verse ajustados por el factor de contratación regulada.

Del ejemplo de la sección 4.6, los valores correspondientes a la anualidad, factor de disponibilidad previsto f_{dp} , factor de disponibilidad medio y factor de disponibilidad remunerable f_{dr} se mantienen inalterables, ya que no importa la figura de contratación que posean las centrales. Por tanto, el monto mensual MA correspondiente a la anualidad que cubre los costos fijos de las unidades de generación El Carmen y Recuperadora son los mismos:

$$MA_{EL\ CARMEN} = US\$ 177.712,99$$

$$MA_{RECUPERADORA} = US\$ 276.387,81$$

El factor de contratación regulada es el mismo para la central Recuperadora, no así para la central El Carmen si cambiaría su figura a *Autoproductor*, ya que la energía que entregaría ésta al mercado no es el totalidad de su producción sino únicamente sus excedentes.

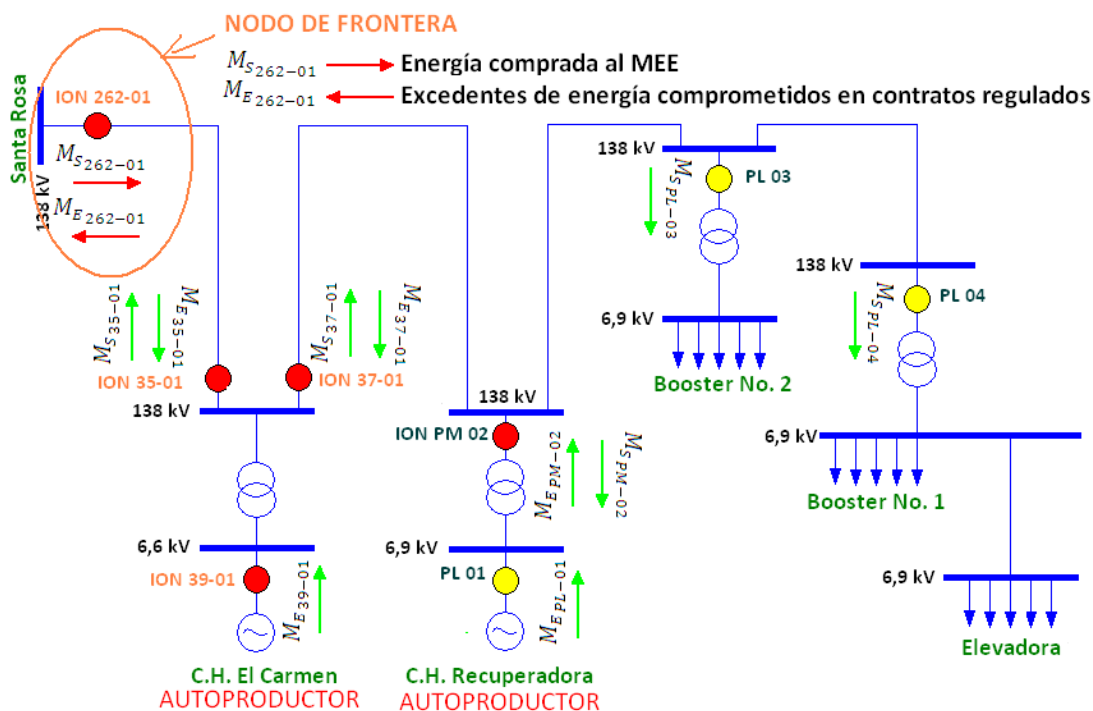


Fig. 4.7 Límites con el MEE si la central El Carmen se convierte en *Autoproductor*

Si los excedentes de energía de la central Recuperadora, considerando las pérdidas, para febrero de 2010, calculados a través de la ecuación 4.8 son:

$$\text{Excedentes}_{\text{RECUPERADORA}_{\text{aprox.}}} = 807,37 \text{ MWh}$$

Entonces, los excedentes de energía de la central El Carmen, reflejados en el nodo frontera y considerando las pérdidas por el tramo de la línea Santa Rosa-El Carmen, serían la diferencia entre la medición de energía activa entrante del punto

ION 262-01 y los excedentes de energía de la central Recuperadora reflejados en el mismo punto de medición, así:

$$Excedentes_{CARMEN \text{ aprox.}} = M_{E262-01} - Excedentes_{RECUPERADORA \text{ aprox.}} \quad 4.9$$

$$Excedentes_{CARMEN \text{ aprox.}} = 2.821,34 \text{ MWh} - 807,37 \text{ MWh} = 2.013,97 \text{ MWh}$$

Siendo la producción de energía neta de la central El Carmen de 2.856,94 MWh en febrero de 2010, se tendría como factor de contratación regulada de la central El Carmen al siguiente valor:

$$f_{CR \text{ EL CARMEN}} = \frac{2.013,97 \text{ MWh}}{2.856,94 \text{ MWh}} = 0,7049$$

Por tanto, el monto mensual de la anualidad a ser considerado para la liquidación de los contratos regulados MA_{CR} de la central El Carmen, sería:

$$MA_{CR \text{ EL CARMEN}} = US\$ 177.712,99(0,7049) = US\$ 125.269,87$$

El monto mensual de la anualidad para la liquidación de los contratos regulados de la central Recuperadora sería igual al calculado en la sección 4.6:

$$MA_{CR \text{ RECUPERADORA}} = US\$ 26.895,30$$

Entonces, si la central El Carmen se convierte en Autoproducer, se tendría que la liquidación por costos fijos CF es:

$$CF = US\$ 125.269,87 + US\$ 26.895,30 = US\$ 152.165,17$$

Si este último valor se lo compara con el costo fijo de febrero de 2010 calculado en la sección 4.6 de la central El Carmen (US\$ 204.539,19), considerando a ésta como *Generador*, se tendría una diferencia de US\$ 52.374,02. Esto haría pensar en primera instancia, que cambiar la figura contractual de la central El Carmen a *Autoproductor* sería una desventaja, pero también se tendría menor cantidad de energía comprada al MEE al precio del costo marginal.

Como los excedentes de energía entregados al MEE, sería la medición registrada como energía activa entrante en el punto ION 262-01, se tendría la liquidación por costos variables de producción para febrero de 2010 con esta medición. Así:

$$CV = M_{E_{262-01}} \left(\frac{US\$ 2,00}{MWh} \right)$$

$$CV = 2.821,34 \text{ MWh} \left(\frac{US\$ 2,00}{MWh} \right) = US\$ 5.642,68$$

Entonces el monto que se percibiría por la liquidación de febrero de 2010 por concepto de costos fijos y costos variables de las centrales Recuperadora y El Carmen, siendo ambas *Autoproductoras*, sería lo siguiente:

$$CF + CV = US\$ 152.165,17 + US\$ 5.642,68 = US\$ 157.807,85$$

Si la central El Carmen cambia su figura a *Autoproductor*, la energía que se compraría en el mercado ocasional sería sólo la registrada en el punto de medición ION 262-01. Para febrero de 2010 se tiene un valor de 254,42 MWh, de acuerdo a la tabla 4.3. En la sección 4.7, se calculó para este mismo mes, un costo marginal promedio mensual de US\$ 90,42 /MWh, se tendría entonces el siguiente pago por servicios en el mercado ocasional:

$$\text{Servicios del M.O.} = \left(\frac{US\$ 90,42}{MWh} \right) (254,42 \text{ MWh}) = US\$ 23.005,88$$

La liquidación por *Regulación primaria de frecuencia RPF*, para febrero de 2010 es de US\$ 560,84. Entonces el total que se hubiera recibido de la liquidación por compraventa de energía, si la central El Carmen fuera *Autoproductor* sería:

$$\text{Total a recibir} = \text{\$USD } 157.807,85 - \text{\$USD } 23.005,88 - \text{\$USD } 560,84$$

$$\text{Total a recibir} = \text{\$USD } 134.241,13$$

Si este valor se compara con los US\$ 117.192,53 calculado en la sección 4.6, correspondiente a la liquidación de febrero de 2010, considerando los contratos de permiso de Generador y Autoproductor de las centrales El Carmen y Recuperadora respectivamente, se tiene una ventaja en los ingresos de US\$ 17.048,60, al hacer que la central El Carmen, cambie su figura contractual a *Autoproductor*.

Sin embargo, si se realiza lo mismo para los demás meses del período abril 2009-marzo 2010, considerando el cambio de la figura contractual a *Autoproductor* de la central El Carmen, se aprecian también diferencias en las liquidaciones de cada mes, tal como se muestra en la figura 4.8.

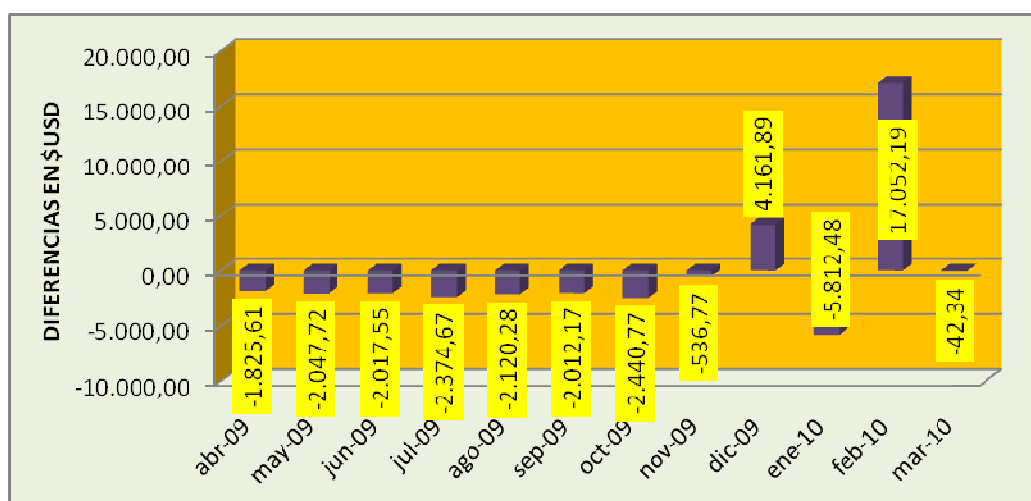


Fig. 4.8 Diferencias en la liquidación neta a recibir si la central El Carmen se convierte en *Autoproductor*

De la figura 4.8 se tiene que para el período lluvioso comprendido entre abril y septiembre de 2009, existe una desventaja de US\$ 12.398,00; pero para el período de estiaje comprendido entre octubre de 2009 y marzo de 2010, se tiene en cambio una ventaja de US\$ 12.381,72. Esto representaría una desventaja de US\$ 16,28 durante el año.

Sin duda, para el año en análisis se aprecia que la diferencia, aunque pequeña (US\$ 16,28), se traduciría en una desventaja para el agente dueño de la central El Carmen, en el caso de que ésta se convirtiera en *Autoproductor*. Esto se debe principalmente a que los montos mensuales de la anualidad para liquidación de los costos fijos de la central El Carmen, se verían disminuidos por el ajuste en el factor de contratación regulada *fcr*.

Durante la estación lluviosa, la central El Carmen entregaría casi la totalidad de su producción de energía como excedentes al MEE, lo que implica que el factor de contratación regulada ya no sea igual a 1 sino a valores superiores a 0,90. Esto significa que el costo fijo se vería disminuido en cada mes, pero durante esta estación los requerimientos de energía desde el mercado ocasional serían menores. Por esta razón, en cada mes de la estación lluviosa, las diferencias en las liquidaciones se encuentran entre las unidades de miles de dólares.

Durante el estiaje, el factor de contratación regulada de la central El Carmen serían valores bajos, entre 0,30 y 0,40, disminuyendo la liquidación por concepto de costos fijos; pero se compensa con el hecho de que la producción de energía destinada al sistema Papallacta no se la compre al precio del costo marginal, aunque los requerimientos de energía del mercado ocasional también serían mayores. Esto ocasiona que únicamente en febrero las diferencias sean ventajosas, debido a que la energía producida por El Carmen hacia el sistema Papallacta Integrado fue mucho mayor a la energía proveniente del SNI, para suplir los déficits de energía de las estaciones de bombeo.

Esto no debe ser concluyente, puesto que se debería realizar este mismo análisis considerando los registros estadísticos de las mediciones de producción y consumo de energía eléctrica del sistema, a fin de tener una mejor y más clara

apreciación de los beneficios o perjuicios que acarrearían el cambio de la figura de contratación.

Asimismo, se debe tener presente que el año en que se ha hecho el análisis fue bastante atípico, debido que el estiaje fue ostensiblemente más fuerte que en anteriores años.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Los sistemas Papallacta Integrado y La Mica-Quito Sur, son los dos más importantes sistemas de abastecimiento de agua potable del Distrito Metropolitano de Quito. Cada sistema cuenta con una central de generación de energía eléctrica, que aprovechan los desniveles existentes entre las captaciones y las plantas de tratamiento de agua potable, desempeñando desde el punto de vista hidráulico atenuadores de la presión del agua. Esto revela que la operación de las centrales de generación no es una prioridad de los sistemas, lo que se evidencia aún más, al contar cada central con una válvula disipadora de presión, que actúan como bypass para desviar el agua hasta su destino final en las plantas de tratamiento.
- El sistema Papallacta Integrado suministra un caudal de 3 m³/s a la planta de tratamiento de Bellavista, a las nuevas plantas paquete y al nuevo aeropuerto de Quito. Para garantizar su provisión ininterrumpida, cuenta con caudales provenientes por impulsión y por gravedad. Los caudales por gravedad lo integran los aportes de las captaciones secundarias y los caudales de regulación de tres embalses. Los caudales por impulsión son obtenidos de la acción en cascada de tres estaciones de bombeo, que impulsan el agua hasta superar un desnivel de más de 600 m. Los caudales por impulsión tienen prioridad secundaria, es decir, el número de líneas de bombeo que entran en operación depende de la afluencia de los caudales por gravedad, a fin de no poner en riesgo los niveles de los embalses. Por ello, la producción de energía eléctrica de la central Recuperadora es casi siempre la misma, porque el caudal que pasa por la turbina es siempre constante e ininterrumpido. No así el consumo de energía eléctrica de las estaciones de bombeo, cuya operación al depender de los caudales por gravedad, se encuentra bajo el influjo de las estaciones climáticas. Esto determina que durante el estiaje la demanda de energía de las estaciones de bombeo sea alta, recurriendo a adquirir energía

proveniente de la central El Carmen o del SNI, en vista de que muchas de las veces la producción de la central Recuperadora es insuficiente. En cambio, durante la estación lluviosa, la demanda de energía de las estaciones de bombeo es baja, siendo una oportunidad para que la mayoría de la producción de energía eléctrica de la central Recuperadora sean excedentes entregados al SNI.

- El sistema La Mica-Quito Sur dispone únicamente de caudales por gravedad, provenientes de captaciones secundarias y de un embalse de regulación. Este sistema atiende la demanda de la planta de tratamiento El Troje. Sin embargo, también suplementa la demanda de la planta de tratamiento Puengasí, perteneciente al sistema Pita. Casi todo el tiempo que dura la estación lluviosa, el sistema Pita es autosuficiente para suministrar el caudal que demanda su planta de Puengasí, de forma que el sistema La Mica-Quito Sur sólo suministra la demanda de $0,76 \text{ m}^3/\text{s}$ de la planta El Troje. Pero durante el estiaje, suministra un caudal de hasta $1,7 \text{ m}^3/\text{s}$ para satisfacer la demanda de su planta asociada y el caudal suplementario que requiere la planta de Puengasí. Esto refleja claramente la incidencia de las estaciones climáticas en la operación de de la central El Carmen, al producir energía eléctrica en menor cantidad durante la estación lluviosa que durante el estiaje.
- La producción de energía eléctrica de las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen, depende no sólo de la disponibilidad de caudales de los sistemas, sino además de los períodos en que se encuentran fuera de servicio. Los mantenimientos programados o mantenimientos forzados son las causas. Por ejemplo, en los meses de enero y febrero de 2010, meses típicamente secos, la central El Carmen salió de servicio por un tiempo bastante prolongado, dejando de generar energía eléctrica en meses donde su producción suele ser alta. Estos períodos de mantenimiento obligan a que el sistema adquiera energía eléctrica desde el SNI, para el consumo de las estaciones de bombeo, especialmente durante el estiaje.

- Durante la estación lluviosa, el flujo de potencia del sistema, revela que la producción de energía eléctrica de las centrales de generación alcanza a satisfacer por completo la demanda de las estaciones de bombeo e incluso a entregar el remanente al SNI en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa. Esto se debe a que las estaciones Elevadora, Booster No. 1 y Booster No. 2, actúan con una sola línea de bombeo en cascada, logrando que la central Recuperadora produzca excedentes y la producción total de la central El Carmen se dirija únicamente al SNI.
- Durante el estiaje, la acción en cascada de hasta tres líneas de bombeo, impide que la producción de energía de la central Recuperadora solvente por sí misma esta demanda. El flujo de potencia para estas condiciones, indica que la mayoría de la producción de energía eléctrica de la central El Carmen se destina para completar los requerimientos de las estaciones de bombeo. El remanente de la producción de energía de la central El Carmen, aunque es bastante poco, se entrega en la subestación Santa Rosa. Esto evidencia que la mayor producción de energía de la central El Carmen durante el estiaje, sí permite entregar energía al SNI.
- En los períodos de estiaje en que se encuentren fuera de operación alguna de las centrales o las dos simultáneamente, el flujo de potencia revela que la producción de energía eléctrica es insuficiente para abastecer el consumo de las estaciones de bombeo, lo que torna imperativo que se transfiera energía desde el SNI en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa. Por esta razón, cuando las centrales de generación se encuentren en mantenimiento siempre habrá un flujo de energía desde el SNI en épocas de estiaje.
- Las pérdidas de potencia activa por los tramos de la línea de transmisión siempre serán mayores en los períodos en que se encuentren fuera de operación las centrales, en vista de que la transferencia de potencia se congestiona en uno de los tramos, especialmente en el tramo Santa Rosa-El Carmen, ya que sin la operación de alguna de las centrales o las dos simultáneamente, la transferencia de potencia también se realiza desde un

punto más lejano a las estaciones de bombeo. Durante la estación lluviosa, las pérdidas de potencia activa son pequeñas, debido a que la generación intermedia en el sistema, no ocasiona que ninguno de los tramos se congestione, a lo que debe sumarse el hecho de que la carga de las estaciones de bombeo es relativamente pequeña. No así durante el estiaje, la mayor producción de potencia y el aumento de la carga de las estaciones de bombeo, origina que las pérdidas de potencia activa sean mayores, a pesar de que no existe ninguna congestión importante en cualquiera de los tramos.

- Los aportes de potencia reactiva de los tramos de la línea de transmisión, durante la estación lluviosa, son mayores a los de cualquier escenario, debido a que los voltajes en las barras de 138 kV son un poco mayores a 1,00 p.u. En cambio, durante el estiaje, sin bien los aportes de potencia reactiva no son despreciables sí son menores a los comparados con la estación lluviosa, en razón de que la mayor carga en las estaciones de bombeo y la mayor transferencia de potencia determinan que los voltajes en las barras de 138 kV sean inferiores a 1,00 p.u. Pero donde el aporte de potencia reactiva es menor siempre, es cuando se encuentran fuera de operación las centrales. Las caídas de voltaje en las barras de 138 kV es mayor debido a que la transferencia de potencia se realiza únicamente desde Santa Rosa.
- Los perfiles de voltaje del sistema en todos los escenarios se encuentran siempre dentro de la zona segura de operación de +/- 5%. El mejor perfil de voltajes se presenta durante la estación lluviosa, seguido de la estación seca y por último en condiciones críticas. En condiciones críticas, esto es cuando salen de operación las centrales, la acción de control inverso de los LTC's de las subestaciones Booster No. 1 y Booster No. 2, permite subir el voltaje en las barras donde se conectan las cargas al bajar la posición de los taps por debajo de los nominales. Esta misma acción de control inverso se realiza durante la estación seca y en la estación lluviosa. Con la diferencia de que en la estación lluviosa, se suben las posiciones de los taps por encima de los

nominales para que bajen los voltajes en las barras de bajo voltaje de las subestaciones mencionadas.

- Los LTC's de las subestaciones Recuperadora y El Carmen se encuentran bloqueados para evitar conflictos con los reguladores de voltaje. Sin embargo, las posiciones de los taps se encuentran por encima de los taps nominales, para permitir una mayor producción de potencia reactiva de las centrales.
- El estudio de cargabilidad de la línea de transmisión incorporando la derivación hacia la subestación Tababela, indica que el límite térmico del conductor no es el criterio indicado para establecer la máxima transferencia de potencia que la línea puede soportar. Este estudio revela que para líneas de transmisión media, la máxima cargabilidad de la línea de transmisión se ve afectada por el criterio de caída de voltaje. La obtención de la curva de St. Clair para esta línea de transmisión considerando la derivación hacia Tababela, a diferentes longitudes, demuestra que la curva de máxima cargabilidad de la línea de transmisión se encuentra en la zona del límite de caída de voltaje, muy por debajo del límite térmico del conductor. Los márgenes de estabilidad de la línea de transmisión son mayores al 80%, lo que corrobora el anterior criterio. El estudio de cargabilidad determina que la máxima cargabilidad de la línea se encuentra entre 56,29 y 63,62 MVA, para caídas de voltaje críticas del 10% y para voltajes en la barra de 138 kV de la subestación Booster No. 1 entre 0,92 y 0,95 p.u., valores ostensiblemente menores al límite térmico del conductor de 203 MVA.
- Las condiciones críticas de operación del sistema considerando la derivación hacia Tababela, es el escenario donde se encuentran fuera de servicio las centrales de generación y operan a plena carga las estaciones de bombeo; es decir, no existe generación intermedia y la transferencia de potencia por la línea de transmisión es radial en toda su longitud, desde Santa Rosa hasta Booster No. 1. Bajo estas condiciones, la transferencia de potencia desde la barra de Santa Rosa es de 54,81 MVA y el voltaje de la barra de 138 kV de la subestación Booster No. 1 es de 0,92 p.u. Esto indica un valor inferior pero si

muy cercano al máximo límite de cargabilidad de 56,29 MVA para un voltaje en Booster No. 1 de 0,92. Al encontrarse tan cercana la operación al límite de cargabilidad de la línea, las altas caídas de voltaje en las barras del sistema son los perjuicios más inmediatos.

- El perfil de voltajes para estas condiciones ilustra lo predicho por la curva de cargabilidad obtenida. En este perfil se observa que los voltajes en las barras, a partir de la barra de 138 kV de la subestación Tababela, se encuentran por debajo del límite inferior de 0,95 p.u. de la zona segura de operación. Gracias a la acción de control inverso de los LTC's de las subestaciones Tababela, Booster No. 1 y Booster No. 2, los voltajes en las barras donde se conectan las cargas suben un poco por encima del límite de 0,95 p.u.. El control inverso realiza la acción de disminuir las posiciones de los taps por debajo del tap nominal, para que suban los voltajes en las barras de bajo voltaje de dichas subestaciones. Sin embargo, la operación del sistema en estas condiciones, traería un gravísimo riesgo para la normal operación del sistema, poniendo en peligro el abastecimiento de agua potable del Distrito y el suministro de energía del nuevo aeropuerto.
- Las regulaciones establecidas para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, impiden que los agentes generadores públicos, como es el caso de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, celebren contratos de compraventa de energía con cualquier agente distribuidor o gran consumidor. Al contrario, imponen la obligación de vender su producción de energía mediante contratos regulados a plazo, a todas las empresas distribuidoras del país, aún sabiendo que algunas de éstas no cuentan con buenos índices de recaudación.
- Los contratos regulados a plazo fijan la cantidad de energía vendida a las distribuidoras en proporción a la demanda regulada de éstas, y el precio de venta mediante la liquidación por costos fijos y por costos variables. Lo que difiere en mucho a la anterior forma de contratación, de acuerdo al último contrato con la EEQSA, donde se establecía un precio de venta de la energía

libremente acordado entre las partes contrayentes, y que reconocía las limitaciones e incrementos de costos por la producción de energía de acuerdo a la estación climática.

- Debido a la suscripción y aplicación de los contratos regulados a plazo, se han incrementado las deudas que las empresas distribuidoras del país tienen con la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento. Esto se debe en gran medida a que las políticas orientadas al sector eléctrico, han arrojado poco o ningún resultado para que los índices de recaudación de algunas empresas distribuidoras mejoren. Esto se agrava aún más, cuando la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento está en los últimos lugares en el orden de prelación de pagos. Asimismo, el Mandato Constituyente No. 15 no prevé ningún mecanismo para que las deudas entre las empresas distribuidoras y las generadoras se cancelen oportunamente, lo que hace que los agentes generadores se hayan convertido en intermediarios de los subsidios del gobierno central. Los únicos mecanismos aprobados por el CONELEC para saldar estas deudas, son mediante la suscripción de actas de conciliación y convenios de pago.
- Muchas de las veces, los valores facturados a las empresas distribuidoras pequeñas no exceden de los centavos de dólar. Esto resulta que el costo del envío de dichas facturas sea mayor al valor facturado.
- Los contratos de permiso de generación de las centrales Recuperadora y El Carmen son de Autoproducción y de Generador respectivamente, y de acuerdo a las características del sistema, el nodo frontera de envío y recepción de energía al MEE no es sólo el punto de medición ION 262-01 ubicado en la subestación Santa Rosa. Los nodos frontera, de acuerdo a las figuras contractuales de los permisos de las centrales y de acuerdo a las regulaciones vigentes, son los puntos de medición ION 262-01 y ION 37-01 ubicados en las subestaciones Santa Rosa y El Carmen respectivamente. Esto en razón de que la central El Carmen, entrega su producción de energía en los dos puntos de medición mencionados, debido a que su contrato como Generador pone a

disposición del MEE la totalidad de su producción de energía, y ésta se bifurca en dos sentidos: la primera hacia el SNI y la segunda hacia las estaciones de bombeo del sistema Papallacta Integrado. Esta incorrecta definición del nodo frontera del CENACE, deriva en erróneas liquidaciones de las transacciones comerciales por compraventa de energía, específicamente en los rubros de costos variables y servicios del mercado ocasional. Durante la estación lluviosa, las diferencias entre las liquidaciones hechas por el CENACE y considerando dos nodos frontera no son significativas, en virtud de que casi la totalidad de energía producida por ambas centrales se recibe en la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa. Pero durante el estiaje, parte de la producción de energía de la central El Carmen se dirige hacia el sistema Papallacta Integrado, afectando el valor a recibir por concepto de costos variables y el valor a pagar por concepto de energía comprada en el mercado ocasional. Es que la totalidad de la producción de energía de la central El Carmen se la vende al MEE mediante la liquidación por costos fijos y costos variables, pero parte de su producción destinada a las estaciones de bombeo es energía comprada en el mercado ocasional al precio del costo marginal horario.

- De acuerdo a las regulaciones establecidas para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, el precio que deben pagar los agentes generadores por la energía comprada al MEE para el consumo de sus sistemas auxiliares corresponde al costo marginal horario. Esto es completamente desventajoso ya que se vende a un precio que resulta ser menor al precio que compra. Esta desventaja se evidencia aún más cuando los servicios auxiliares del sistema de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento son pequeños comparados a las de las estaciones de bombeo.
- Para el período comprendido entre abril de 2009 y marzo de 2010, resultó que no sería conveniente cambiar la figura de contrato de la central El Carmen a Autoprodutor. Aunque esto representaría prescindir de menor cantidad de energía al MEE para el consumo de las estaciones de bombeo, también

implica un ajuste al factor de contratación regulada de la central, disminuyendo la liquidación por costos fijos de la central. Sin embargo, el período de análisis fue un año afectado por un fuerte estiaje y por la paralización en un tiempo considerable de la central El Carmen, de modo que la aparente desventaja obtenida no debe ser del todo concluyente, sin antes realizar el análisis con los registros estadísticos de las mediciones de producción y consumo de energía eléctrica.

5.2 RECOMENDACIONES

- La estrategia de operación de los embalses del sistema Papallacta Integrado, durante el estiaje, debería contemplar una mayor provisión de los caudales almacenados, a fin de prescindir de la operación de algunas líneas de bombeo. A pesar que esto ocasionaría la disminución de los márgenes de reserva, significaría un ahorro de energía bastante alto. Esta recomendación surge por la extrema austeridad de los operadores de los embalses para desembalsar caudales, ya que muchas de las veces esto ha representado que se evacúe agua por haber alcanzado ya las cotas máximas de operación. Esta misma recomendación cabe para cuando la central Recuperadora o la central El Carmen o ambas simultáneamente, se encuentren fuera de operación lo se lograría prescindir de la energía proveniente del SNI o de la central El Carmen, que como se ha visto se la compra al precio del costo marginal horario.
- Se recomienda el análisis de otras alternativas para la interconexión con la subestación Tababela, que tal como se propone, pone en riesgo el suministro de agua potable del Distrito y el suministro de energía al nuevo aeropuerto de Quito. Los análisis complementarios ya sea de esta o de otras alternativas, debe contener estudios de estabilidad transitoria a fin de evaluar el comportamiento del sistema ante perturbaciones de pequeña señal. Se debe realizar una completa recalibración de las protecciones eléctricas de

generadores, subestaciones, línea de transmisión y cargas, y consecuentemente el reemplazo de los transformadores de medida, ya que aumentaría la corriente que circularía por el sistema con la incorporación de la subestación Tababela.

- Debido a que los perfiles de voltaje del sistema, considerando la derivación hacia la subestación Tababela, se encuentran por debajo del límite inferior de la zona segura de operación, se necesitaría la conexión de un banco de capacitores en un punto intermedio del sistema, esto es en la barra de 23 kV de la subestación Tababela. De acuerdo al flujo de potencia se tiene que los perfiles de voltaje del sistema mejorarían un poco con la conexión de un banco de capacitores conectables de hasta 18 MVar.
- Promover ante las autoridades del sector eléctrico, modificaciones a las regulaciones establecidas para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, a fin de que los agentes generadores públicos puedan suscribir contratos regulados con la empresa distribuidora más cercana al sistema. Además para que se deje en libertad de suscribir contratos de compra de energía con otros agentes generadores, de modo que no se pague la energía del MEE al precio del costo marginal horario que resulta ser desventajoso.
- Solicitar a las autoridades competentes la ubicación en mayor escala del orden de prelación de pagos. Con esto se lograría que las deudas de las empresas distribuidoras con la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento disminuyan.
- Solicitar al CENACE considerar como nodos fronteras a los identificados en este proyecto, para que la liquidación de las transacciones comerciales por compraventa de energía esté enmarcada dentro de las regulaciones y de acuerdo a los contratos de permiso de las centrales de generación. Esto implicaría realizar un reajuste de las liquidaciones por todo el tiempo en que el CENACE ha venido liquidando erróneamente.
- Realizar un estudio más cuidadoso de la conveniencia de cambiar la figura contractual de la central El Carmen como Autoproducer, considerando los

registros históricos de producción de energía de ambas centrales y del consumo de energía de las estaciones de bombeo.