

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**“PLAN DE DESARROLLO EN TRANSMISION DE
EDELNOR S.A.A.
PERIODO 2000-2004”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

JUAN CAPISTRANO SUAREZ LOZANO

PROMOCION 1993 - I

LIMA - PERU

2000

**A Dios, mi esposa Maritza e hijo
David en agradecimiento a sus apoyos
y confianza**

**PLAN DE DESARROLLO EN TRANSMISION DE
EDELNOR S.A.A.
(PERIODO 2000-2004)**

SUMARIO

El presente trabajo tiene como objetivo justificar técnica y económicamente la implementación del Plan de desarrollo de mínimo costo para el mediano plazo de la empresa de distribución de Lima Norte EDELNOR S.A.A., cuya meta es reforzar su sistema de transmisión de alta tensión (AT) y el sistema de transformación de alta a media tensión (AT/MT), con la finalidad de aumentar la confiabilidad de operación y suministro de energía eléctrica a sus clientes.

Para esto es necesario el desarrollo de una metodología de planificación en un determinado horizonte de análisis y determinar el plan de obras de expansión de mínimo costo. Asimismo, el desarrollo tendrá un cierto carácter real porque constituye el punto de partida en la consolidación del conjunto de proyectos a ejecutar por parte de Edelnor S.A.A. durante el periodo 2000-2004.

INDICE

| | |
|-------------------------------------------------------------|----|
| PROLOGO | 1 |
| CAPITULO I | |
| DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL | 6 |
| 1.1 Descripción del Sistema Eléctrico Peruano | 7 |
| 1.2 Características del Sistema Eléctrico de Edelnor S.A.A. | 10 |
| 1.3 Sistema Lima-Norte y Callao | 11 |
| 1.4 Sistema Norte Chico | 14 |
| 1.5 Problemas Principales del Sistema de Transmisión | 14 |
| CAPITULO II | |
| METODOLOGIA DE ANALISIS | 18 |
| 2.1 Sistema de Transporte | 18 |
| 2.1.1 Sistema de Transmisión AT | 18 |
| 2.1.2 Sistema de Transformación AT/MT | 21 |
| 2.2 Criterios de Planificación | 23 |
| 2.2.1 Subestaciones de interconexión AT/AT | 24 |
| 2.2.2 Líneas de Transmisión AT | 26 |
| 2.2.3 Sistema de Transformación AT/MT | 27 |

| | | |
|-------|---------------------------------------------------------|----|
| 2.3 | Caracterización del año base y pronostico de la demanda | 28 |
| 2.3.1 | Datos del año base | 28 |
| 2.3.2 | Pronostico de la demanda | 29 |
| 2.3.3 | Diseño de nuevas instalaciones | 37 |
| 2.4 | Diseño del flujo del proceso | 38 |

CAPITULO III

| | | |
|-----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----|
| DIAGNOSTICO DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO | 39 | |
| 3.1 | En condiciones normales | 40 |
| 3.1.1 | Sistema de interconexión AT/AT y transmisión AT | 40 |
| 3.1.2 | Sistema de transformación AT/MT | 40 |
| 3.2 | En contingencia simple | 42 |
| 3.2.1 | Sistema de interconexión AT/AT y transmisión AT | 42 |
| 3.2.2 | Sistema de transformación AT/MT | 48 |

CAPITULO IV

| | | |
|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----|
| ALTERNATIVAS DE SOLUCION Y ANALISIS DE RESULTADOS | 54 | |
| 4.1 | Planeamiento de alternativas | 54 |
| 4.2 | Evaluación técnica de alternativas | 55 |
| 4.2.1 | Sistema de interconexión AT/AT y transmisión AT | 55 |
| 4.2.2 | Sistema de transformación AT/MT | 60 |
| 4.3 | Costos de alternativas | 63 |

CAPITULO V**EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS Y SELECCIÓN 69****DEL PLAN DE DESARROLLO**

5.1 Criterios de evaluación económica 69

5.2 Selección de la alternativa de mínimo costo 74

5.2.1 Sistema de interconexión AT/AT y transmisión AT 74

5.2.2 Sistema de transformación AT/MT 77

5.3 Análisis de sensibilidad 78

5.4 Resultado de las sensibilidades 80

5.5 Plan de desarrollo de Edelnor S.A.A. 90

CONCLUSIONES 93**ANEXO A****CARACTERISTICAS DE LINEAS DE TRANSMISION Y 95****SUBESTACIONES**

A.1 Características de las líneas de transmisión 96

A.2 Características de las Subestaciones 97

A.3 Características de la compensación reactiva 98

ANEXO B**CALCULO DE COMPENSACION ANTE CONTINGENCIA EN 99****EN PUNTOS DE INTERCONEXION****ANEXO C****ESTIMACION DE COMPENSACIONES ANTE CONTINGENCIA EN 103****TRANSFORMACION AT/MT**

ANEXO D

| | |
|---------------------------------------|-----|
| CALCULO DE LAS HORAS DE RIESGO | 115 |
|---------------------------------------|-----|

ANEXO E

| | |
|---------------------------------------------------|-----|
| FLUJOS DE CAJA DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION | 118 |
|---------------------------------------------------|-----|

ANEXO F

| | |
|------------------------------------------------------------|-----|
| PRESUPUESTOS USADOS PARA LAS SUBESTACIONES Y LINEAS | 128 |
|------------------------------------------------------------|-----|

ANEXO G

| | |
|-----------------------------------------------------|-----|
| COSTOS PARA LA VALORIZACION DE INSTALACIONES | 138 |
|-----------------------------------------------------|-----|

ANEXO H

| | |
|----------------------------------------|-----|
| FLUJO DE POTENCIA AÑO BASE 2000 | 141 |
|----------------------------------------|-----|

| | |
|---------------------|-----|
| BIBLIOGRAFIA | 145 |
|---------------------|-----|

PROLOGO

La empresa de distribución eléctrica Lima Norte EDELNOR S.A.A. tiene la zona de concesión conformada por la parte norte de Lima y las localidades conocidas como norte chico: Huaral, Huacho, Chancay, Barranca, Supe y pequeños centros aislados.

Desde la norma legal vigente, la empresa se ve en la necesidad de satisfacer la demanda ante el requerimiento de nuevos suministros y/o ampliación de potencia.

Por consecuencia nace la necesidad de desarrollar una estrategia para adelantar acciones ante posibles incrementos de demanda en potencia y energía.

El área de planificación se encarga de prever acciones a tomar y comienza por la parte de Alta Tensión, que es la parte de este estudio, analizando el comportamiento del sistema de transmisión y transformación AT/MT de EDELNOR, tanto para condiciones normales de funcionamiento como bajo contingencia simple de sus componentes, con la finalidad de conocer el estado de la red, detectar los puntos débiles y encontrar el mejor plan de obras que permita el abastecimiento de la demanda, con niveles adecuados de calidad de servicio.

El siguiente paso es determinar los puntos débiles tanto en la transmisión (220, 60 kV) como transformación (220/60, 60/10 kV), modelando el sistema de subtransmisión en el año 2000 y bajo el supuesto que no ingresan nuevas obras, se ha analizado el comportamiento que presentaría el sistema con la demanda pronosticada

para el año 2004.

Para el año 2000, con las condiciones de operación normal no se presentan componentes con sobrecarga en las líneas de 60 kV, puntos de inyección 220/60 kV y transformadores de bajada 60/10 kV. En condiciones de contingencia, para el mismo año, se produciría una sobrecarga en las líneas de 60 kV, Chavarría – Oquendo, ante una salida de servicio de la línea Chavarría - Tomas Valle, sobrepasando su capacidad nominal. En el caso de los puntos de inyección (220/60 kV) Chavarría, Barsi y Santa Rosa, la falla de alguna de las unidades monofásicas que componen los bancos de transformación provocarían sobrecargas en las unidades que permanecen en servicio, lo anterior implicaría racionar por el tiempo que demora el reemplazo de la unidad fallada por la unidad de reserva. Finalmente ante una contingencia en las subestaciones de bajada (60/10 kV) se dejará de suministrar energía en subestaciones con transformador único y se producirían sobrecargas en algunas subestaciones que cuentan con más de un transformador.

Para el año 2004, también respecto a la transmisión y transformación, bajo condiciones normales se esperan problemas en los puntos de inyección 220/60 kV Chavarría y Barsi, y en los transformadores de bajada en las subestaciones de Infantas y Pershing.

Para las condiciones de contingencia simple se esperan problemas en la línea de 220 kV Chavarría – Barsi; y en líneas de 60 kV como: Chavarría – Oquendo, Chavarría – Tomas Valle, Chavarría – Naranjal, Chavarría – Infantas y Barsi – Maranga; En las subestaciones 60/10 kV se incrementará el número de transformadores respecto al año 2000.

Con los problemas identificados se proyectan posibles alternativas de solución para garantizar el abastecimiento de demanda por energía eléctrica en su zona de concesión y por lo tanto, los proyectos en que ejecutarlos independientemente de su rentabilidad. La evaluación de proyectos de este caso, tiene como objetivo identificar el la mejor alternativa que desde el punto de vista técnico económico resuelve el problema, y el momento optimo de ejecución del proyecto.

Generalmente, estos tipos de proyectos que son conocidos por demanda se originan a través de situaciones de sobrecarga que se detectan en la red como producto del crecimiento del consumo de energía eléctrica. Por ello, primeramente y dentro de lo posible, se debe contar con una proyección de demanda sectorizada geográficamente que superpuesta a la red física existente, de cuenta de las situaciones de sobrecarga que se deben resolver.

Para resolver dichas situaciones se deben generar alternativas de proyectos de inversión para el horizonte bajo análisis, alternativas que van desde el reemplazo de un transformador, refuerzo de alguna línea, hasta instalaciones completamente nuevas. Se entiende que una situación de sobrecarga está solucionada en un año en particular, si bajo el criterio de contingencia N-1 o grado de reserva en MT, no se produce sobrecarga en ningún punto del sistema, es decir, cuando no hay sobrecarga ante la presencia de una sola falla en el sistema a la hora en que ocurre la máxima demanda.

Para solucionar los problemas detectados, se evaluaron distintas alternativas de planes de obras, se han evaluado económicamente y se han comparado para

determinar la mejor alternativa a través de la determinación del Valor Actualizado de Costos (VAC), mostrando variantes en los siguientes aspectos:

- Construcción de línea Chavarría – Tomás Valle ó de línea Barsi – Tomás Valle (ante contingencia de circuito Chavarría – Tomás Valle)
- Privilegiar la expansión de los puntos de inyección actuales o incorporar un nuevo punto de inyección (subestación Nueva Ventanilla)
- Utilizar los módulos de potencia actuales en las subestaciones de los puntos de inyección (85 MVA ó 120 MVA), o introducir un módulo de mayor potencia (180 MVA).

Cabe destacar que también se han calculado las compensaciones que se aplicarían a EDELNOR S.A.A. en caso de una contingencia simple tanto en los puntos de inyección 220/60 y 60/10 kV. Según los resultados obtenidos, se puede señalar lo siguiente:

- Es más conveniente construir la línea Chavarría – Tomás Valle para el año 2001 (en lugar de la línea Barsi – Tomás Valle).
- Conviene privilegiar la expansión de los puntos de inyección actuales, postergando la construcción de una nueva subestación hasta después de la saturación de las actuales en servicio.

En el año 1999 la Gerencia Técnica encomendó el estudio del desarrollo de la red en la transmisión a la Sección Planificación Técnica, en ese sentido el presente trabajo, obedeció a la necesidad urgente de elaborar un Plan de Desarrollo del sistema de transmisión en la empresa.

Los principales objetivos de este Plan de Desarrollo en la Transmisión son:

- Identificar los problemas de falta de capacidad instalada que presenta el sistema de Transmisión-Transformación, tanto en condiciones normales de operación como ante simple contingencia de alguno de sus componentes.
- Cuantificar los niveles de riesgo asociados.
- Determinar el plan de obras en la red de alta tensión (AT), el sistema de transformación de alta a media tensión (AT/MT) de mínimo costo para el mediano plazo, que permita el abastecimiento de la demanda con niveles adecuados de calidad de servicio.
- Entregar un conjunto de recomendaciones que permitan afrontar con éxito el desarrollo del sistema eléctrico.

CAPITULO I DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL

Según lo dispuesto en la legislación eléctrica vigente, se establece la obligatoriedad de Edelnor de otorgar suministro a quien lo solicite dentro de su zona de concesión. Con el objetivo de cumplir adecuadamente con esta normativa, la empresa debe preocuparse, entre otros, de dos aspectos básicos:

- Realizar las inversiones necesarias para satisfacer la demanda de su sistema eléctrico en forma oportuna, confiable y con adecuados niveles de calidad de servicio.
- Celebrar contratos, normalmente de largo plazo, con las empresas generadoras, diversificando de esta manera el riesgo de no contar con un suministro adecuado, que le impida cumplir con su rol de empresa concesionaria de servicio público de distribución.

Mediante los contratos con las empresas generadoras, en general se establecen los puntos a los que se tienen que recurrir para tomar la demanda requerida por el sistema y las condiciones del abastecimiento en grandes bloques (nivel de demanda que puede ser tomada por el punto de inyección y su calidad de servicio).

El presente trabajo apunta a determinar la manera más eficiente desde el punto de vista técnico-económico, de realizar las inversiones que se requieren para

satisfacer las demandas de los clientes, en las condiciones de seguridad y calidad de servicio acordes con las imposiciones legales.

A grandes rasgos, las nuevas obras de infraestructura eléctrica que se requieren, se pueden originar como respuesta a los siguientes motivos:

- Déficit de capacidad en condiciones normales de operación.
- Deterioro de la calidad de servicio en condiciones normales de operación.
- Dotar al sistema de capacidad de respaldo ante contingencia.
- Momento óptimo de entrada en servicio (oportunidad de negocio).
- Limitaciones de impacto ambiental o distintas manifestaciones de la comunidad.

Por otra parte, estas obras eléctricas presentan dos características fundamentales:

- Deben estar en servicio en la oportunidad en que se manifiestan las máximas exigencias de demanda (período de verano), lo que plantea la necesidad de contar normalmente con estas obras a fines de cada año.
- El proyecto y ejecución se realiza, por lo general, en periodos de tiempo mayores a doce meses (en este plazo se incluyen los tiempos involucrados en los procesos de compra de equipamientos importados).

1.1. Descripción del Sistema Eléctrico Peruano

El sistema eléctrico peruano actual (marzo 2000) está constituido básicamente por los Sistemas Interconectados Centro Norte (SICN) y Sur (SISUR), tal como se puede observar en la Figura N° 1.

El SICN que cubre la franja costera desde Marcona en el sur hasta Tumbes en el norte y la zona central del país desde Ayacucho en el sur hasta Tingo María en el norte.

El SISUR se extiende desde Quillabamba en el Cusco por el norte hasta Pomata por el sur y por el sur oeste desde Arequipa por el norte hasta Tacna por el sur.

El Sistema Interconectado Nacional se conformará a partir del mes de setiembre del 2000 con el enlace del SICN y SISUR mediante la línea de transmisión Mantaro Socabaya de 220 kV de aproximadamente 690 km de longitud.

Edelnor para atender el servicio eléctrico en sus zonas de concesión, tiene que abastecerse del SICN en un 100% para su concesión de Lima Norte y Callao y en un 99% para la zona del Norte Chico, constituyendo el 1% restante generación propia en los centros aislados.

El Sistema transmisión del SICN esta conformado por líneas de 220 kV, con configuración radial, lo que resulta en una red débil con problemas de estabilidad, confiabilidad y regulación de tensión.

La ciudad de Lima es abastecida principalmente por centrales hidroeléctricas ubicadas en el río Mantaro (780 MW) y en el río Rimac (520 MW), contando además con 753 MW de generación térmica. De la central Mantaro salen 7 circuitos de 220 kV gran longitud que atraviesan grandes altitudes donde se presentan problemas de actividad atmosférica y continuas desconexiones del sistema con la consiguiente interrupción del servicio.

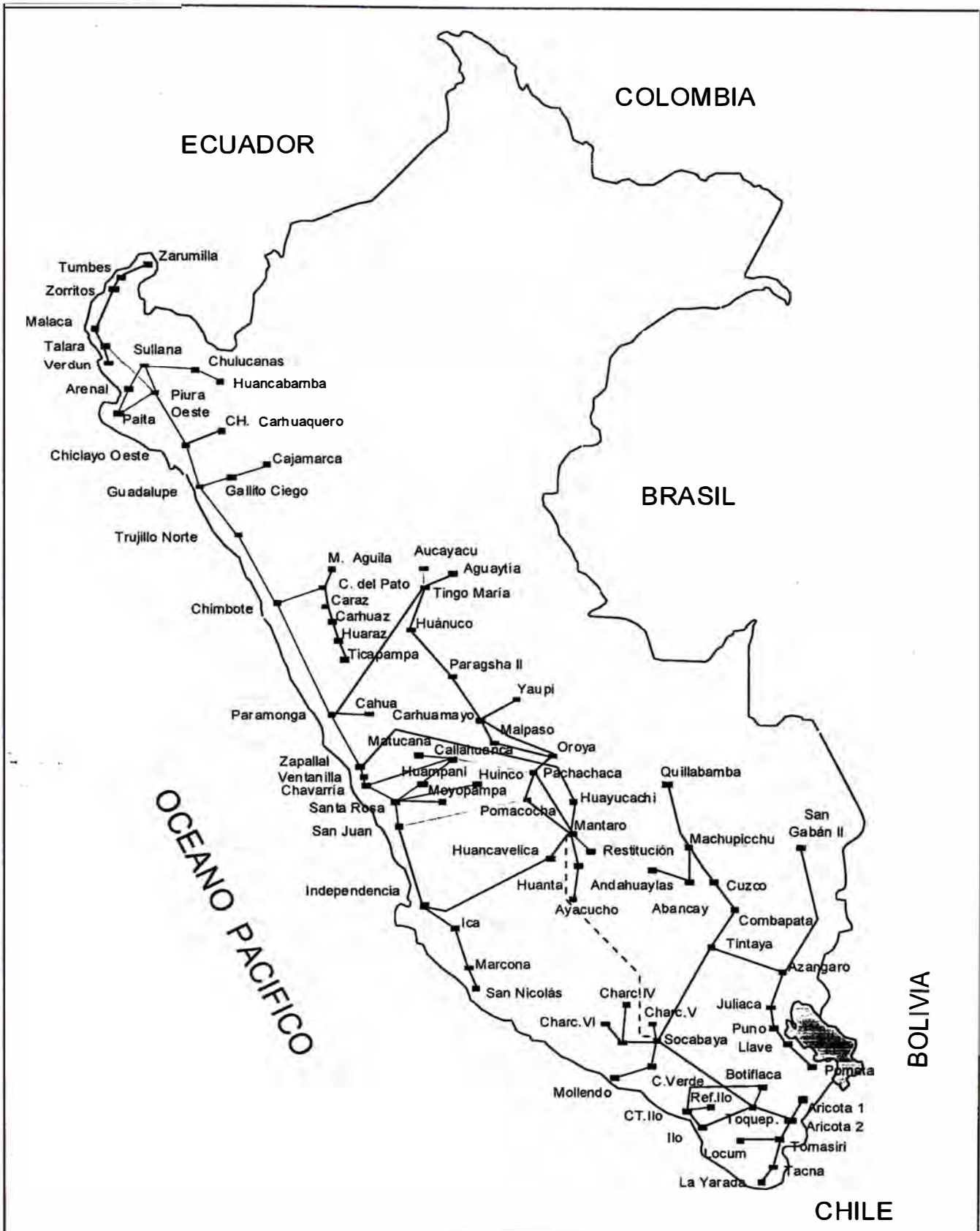


FIGURA N° 1 Sistema Eléctrico Nacional

1.2 Características del Sistema Eléctrico de Edelnor S.A.A.

Edelnor es la empresa concesionaria del suministro en el norte de Lima (Lima Norte), Callao y Norte Chico, con un mercado asociado de 838.403 clientes y ventas de 3.423 GWh en el año 1999, mientras que la demanda máxima (a nivel de puntos de compra) alcanzó los 650 MW en dicho año. Durante el año 1998 se registro 640 MW de máxima demanda, lo que ha representado un crecimiento de 1.6 % en el año 1999.

Para el abastecimiento de Lima Norte y Callao, Edelnor compra la energía en las subestaciones de interconexión Santa Rosa en 220 y 60 kV y Chavarría en 220 kV. Para la zona del Norte Chico compra la energía en las subestaciones Paramonga Nueva y Paramonga existente, en los niveles de 66 y 13,8 kV respectivamente. La configuración de los sistemas eléctricos de ambas zonas se muestra esquemáticamente en las figuras N° 2 y 3.

El sistema eléctrico de transmisión está conformado por 398 km de líneas y 24 subestaciones con una potencia instalada de 1.759 MVA, según el detalle indicado en los cuadros N° 1 y N° 2.

CUADRO N° 1
Líneas de Transmisión de Edelnor

| Tensión (kV) | Longitud (km) | | |
|-----------------|---------------|--------------|---------------|
| | Aéreo | Subterráneo | Total |
| 220 | 16,55 | 2,00 | 18,55 |
| 66 | 54,91 | - | 54,91 |
| 60 | 294,12 | 20,77 | 314,89 |
| 30 | 9,60 | - | 9,60 |
| TOTAL | 375,18 | 22,77 | 397,96 |

Las características eléctricas de las líneas se encuentran detallados en el anexo A.

CUADRO N° 2
Subestaciones y Transformadores de Edelnor S.A.A.

| Relación de Transformación (kV) | Cantidad de Subestaciones | Cantidad de Transformadores | Capacidad Instalada (MVA) |
|---------------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| 220/60 | 3 | 8 | 785,0 |
| 66/10 | 2 | 2 | 42,0 |
| 60/30 | 1 | 1 | 17,2 |
| 60/10 | 22 | 43 (**) | 914,6 |
| TOTAL | 28 (*) | 54 | 1.758,8 |

Nota:

- (*) Al considerar las subestaciones donde existen dos o más niveles de transformación como 1 sola, la cantidad es de 24
- (**) Considera los 2 transformadores de 30/10 kV de la subestación Ancón. Las características de las subestaciones se encuentran en el anexo A.

1.3 Sistema Lima Norte y Callao

El sistema de transmisión de la zona de Lima Norte y Callao (ver figura N° 2) esta constituido por dos subsistemas: uno que nace a partir de la subestación Santa Rosa y que se extiende en forma radial en 60 kV para alimentar a 3 subestaciones de bajada (60/10 kV) y el otro subsistema que parte desde la subestación Chavarría, alimentando a 12 subestaciones de bajada mediante líneas de 60 kV. Adicionalmente se cuenta con una línea de doble circuito en 220 kV que abastece desde la subestación Chavarría a la subestación Barsi, desde la que se alimentan otras 5 subestaciones de bajada con líneas de 60 kV.

La subestación Chavarría está formada por 3 bancos monofásicos de 120 MVA cada uno, con razón de transformación 220/60 kV. Por esta subestación se compra cerca del 80% de la energía que abastece este sistema.

La subestación Santa Rosa posee 2 bancos monofásicos de 85 MVA cada uno, con razón de transformación 220/60 kV. Por este punto se compra la energía restante que no ingresa por Chavarría (del orden de 20%).

La distribución en media tensión (MT) se realiza principalmente en 10 kV, mientras que la red de distribución en baja tensión (BT) es de 220 V.

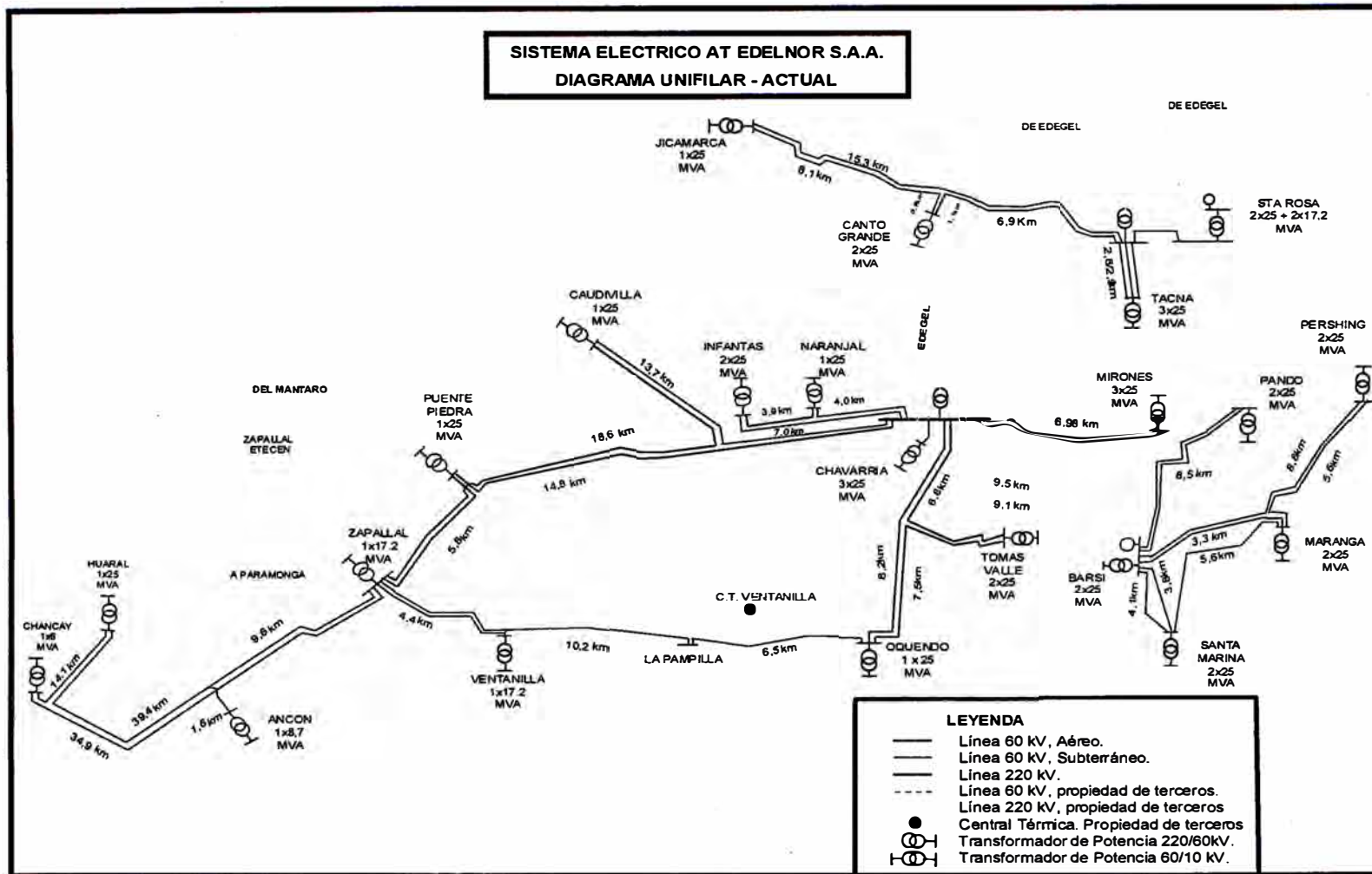


FIGURA N° 2: Diagrama esquemático del Sistema Lima-Norte y Callao de EDELNOR

1.4 Sistema Norte Chico

En la zona del Norte Chico el sistema de transmisión es de 66 kV para la zona de Huacho y Supe (ver figura N° 3), las que se abastecen desde la subestación Paramonga Nueva (del SICN) y en 60 kV para las localidades de Chancay y Huaral, partiendo de la subestación Zapallal, al final del sistema de Lima Norte.

La distribución en MT se realiza en 10, 13,8 y 20 kV, mientras que la red de distribución en BT es de 220 V. En esta zona también existe una serie de pequeños sistemas aislados y en algunos de ellos se cuenta con generación propia local.

La línea de 66 kV que va desde la subestación Paramonga Nueva a la zona de Huacho tiene una configuración radial de simple terna de 53,3 km y no cuenta con alternativas de respaldo ante la salida de servicio.

1.5 Problemas principales del Sistema de Transmisión

- Antigüedad y obsolescencia de redes, situación agravada por el ambiente corrosivo y de polución en la zona.
- Antigüedad y obsolescencia de equipos instalados en SET's.
- Baja confiabilidad del sistema.
- Alta dependencia de la SET Chavarría, 79% del abastecimiento de la zona de concesión.

a) Antigüedad de las Líneas, Corrosión y Polución

La gran mayoría de las líneas de EDELNOR tienen en promedio 20 años de operación, y por acción de la corrosión y polución, los conductores se encuentran cristalizados, habiéndose detectado en muchos de ellos desprendimiento y roturas de hilos. Ante esto se ha previsto reemplazar en forma priorizada tramos o partes de las

líneas que presentan con estas anomalías.

b) Equipos antiguos y obsoletos de SET's

La gran mayoría de los transformadores de las SET's tienen más de 30 años de operación, de manera similar ocurre con los equipos de alta tensión, interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, equipos de regulación, mando y servicios auxiliares que han cumplido con su tiempo de vida.

Toda esta situación, representa un riesgo permanente para la operación, comprometiendo por ende la calidad y prestación del servicio.

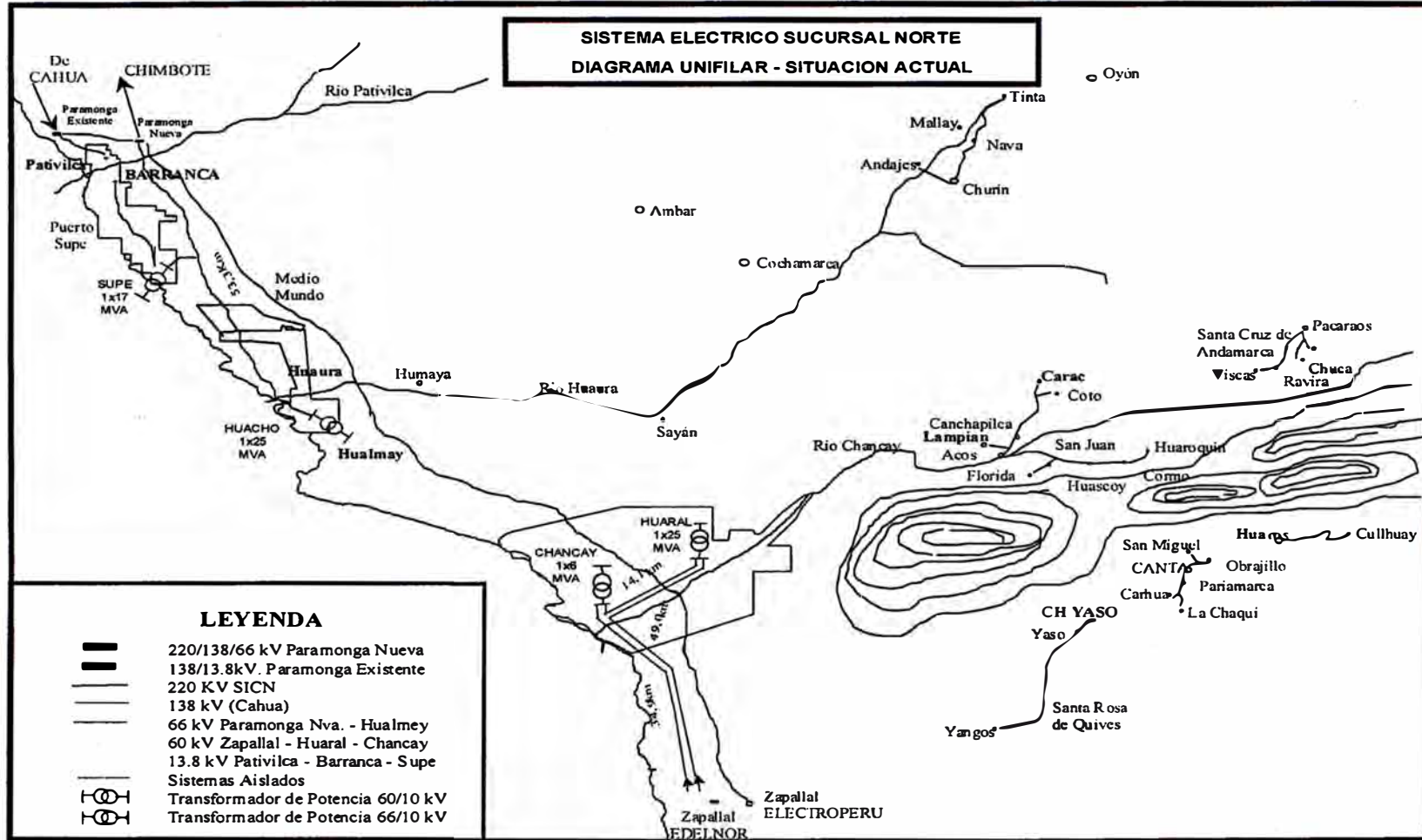


FIGURA N° 3: Diagrama esquemático del Sistema Norte Chico de EDELNOR

c) Confiabilidad

Se cuenta con subestaciones 60/10 kV con alto grado de carga o equipadas con un solo transformador y con poca capacidad de traslado de carga mediante las redes de distribución. Esto origina cortes del servicio ante contingencia por falla o por mantenimiento programado.

Asimismo EDELNOR cuenta con subestaciones de 60 kV que son alimentadas por medio de una derivación en "T", configuración no es adecuada para las tareas de operación y mantenimiento, por otro lado no es posible desarrollar tareas de mantenimiento sectorizado, lo cual conlleva a sacar fuera de servicio toda la subestación.

A fin de brindar el servicio acorde a lo estipulado en la Norma Técnica de Calidad se prevé realizar los refuerzos y/o ampliaciones en las instalaciones de acuerdo a la importancia de la misma.

d) Alta dependencia de la subestación Chavarría

Como se mencionó anteriormente, Edelnor compra la energía eléctrica para la zona de concesión de Lima Norte y Callao en las subestaciones de transformación (SET) de Santa Rosa (21%), 220 kV y 60 kV y en la SET Chavarría (79%), por lo que en caso de presentarse una falla en esta última subestación no sería posible alimentar desde otro punto. Por lo tanto, se analizará la posibilidad de disponer de otro punto de compra para garantizar el suministro de energía.

CAPITULO II METODOLOGIA DE ANALISIS

2.1. Sistema de Transporte

El sistema de transporte de la red de transmisión se denomina: sistema secundario por concepto de la Ley de concesiones Eléctricas N° 25844 vigente para nuestro negocio de distribución de electricidad. Se inicia con la transformación de 220/60 kV a través de las subestaciones Chavarría, Santa Rosa y Barsi. Luego estas distribuyen energía a través de líneas de transmisión secundaria en 60 kV a las 22 subestaciones de 60/10 kV (dos ellas son de la zona norte, Huaral y Chancay). Además existen 2 subestaciones que reciben doble alimentación como Zapallal y Ancón (están siendo normalizadas). Se debe aclarar que para la parte norte se recibe energía eléctrica desde Paramonga Nueva y Paramonga existente con una tensión de 66 kV, Supe Huacho, Pativilca y Barranca.

2.1.1 Sistema de Transmisión AT

En términos globales, la metodología empleada consiste en analizar el comportamiento futuro del sistema eléctrico, tanto en condiciones normales de operación como bajo contingencia simple de sus elementos.

Para todos los años dentro del horizonte de estudio se proyecta la demanda y se verifica si la capacidad instalada es suficiente para satisfacerla. De no ser así, se generan obras que amplían dicha capacidad, hasta que los déficits sean cubiertos.

Frente a una sobrecarga detectada en algún componente del sistema, generalmente se presenta más de una obra como alternativa de solución. Cada obra puede tener influencia distinta en el desarrollo futuro del sistema y, en consecuencia, no pueden ser sólo comparadas entre sí en el momento de buscar la mejor alternativa.

En estas condiciones se requiere ampliar el análisis a un periodo de tiempo bastante extenso y cada obra inicial dará origen a un plan de desarrollo del sistema. Lo que se debe encontrar es el instante en el cual las alternativas (plan de desarrollo que origina una obra inicial) convergen a una situación futura común, entendiéndose ésta como el instante a partir del cual en todas ellas tiene el mismo espectro de posibilidades a seguir.

En otras palabras, lo que se busca es hacer comparables las alternativas y tomar así una adecuada decisión para el corto plazo. Generalmente, la situación común se alcanza cuando se equiparan las capacidades adicionadas tanto en transformación como en distribución.

Como todas las alternativas planteadas permiten satisfacer la demanda, los beneficios asociados a la mayor venta de potencia y energía son los mismos para todas ellas y pueden ser obviados en la evaluación. De acuerdo con esto el criterio para definir la alternativa técnico-económica más conveniente es el del Mínimo Valor Actualizado de los Costos (VAC).

Sensibilizaciones:

Como se mencionó anteriormente, por la subestación Chavarría ingresa en la actualidad del orden del 80% de la energía del sistema Lima Norte Callao y existe escaso respaldo desde las otras subestaciones (Santa Rosa y Barsi).

Los bancos de transformadores de esta subestación son equipos antiguos y no hay antecedentes confiables del mantenimiento que se les ha efectuado, por lo que existiría el riesgo de una falla en secuencia de más de una unidad monofásica. Dado que los plazos de fabricación de estas unidades son elevados (10 meses o más), bastaría para ello que fallaran dos unidades monofásicas de 40 MVA con una diferencia de algunos meses (menor que 10) para estar obligados a racionar durante períodos que podrían ser de varios meses, configurando las condiciones ideales para exponer a la compañía a pago de multas elevadas y poner en riesgo la concesión.

Teniendo presente lo antes indicado y la nueva reglamentación de calidad de servicio, se estudiarán los efectos de reemplazar el criterio de respaldo de los transformadores de interconexión por uno más estricto. Esto significa que en lugar de reserva por medio de una unidad monofásica se considerará respaldo mediante potencia disponible en los otros bancos en servicio.

Esto se logra vía las siguientes opciones:

- a) **Adoptar un criterio más estricto en todo el horizonte de evaluación:** Se compara el costo en valor presente de adelantar las inversiones del mejor plan de obras

resultante versus el beneficio de ahorro de eventuales pagos de compensaciones por interrupciones de suministro

b) Aplicar criterio más estricto sólo a las primeras obras, que buscan respaldar la situación especial de la subestación Chavarría: Esta opción consiste en adelantar sólo las primeras obras en puntos de inyección del mejor plan de obras resultante, comparándola con el beneficio de ahorro de eventuales pagos de compensaciones por interrupciones de suministro.

2.1.2 Sistema de Transformación AT/MT

El sistema de subestaciones AT/MT presenta en la actualidad las siguientes características:

- El módulo de potencia utilizado en la gran mayoría de los casos corresponde a 25 MVA, existiendo algunos transformadores de potencias menores (17,2 – 8,7 – 6 MVA).
- Existe un elevado número de subestaciones con un solo transformador único, las que abastecen, en su mayoría, sectores de densidad de carga mediana – baja (menor a 1,5 MW/km²). Una contingencia en estos casos implica racionar toda la carga que abastecen, durante el tiempo necesario para reemplazar el transformador fallado (estimado en 26 horas).
- El sistema se dimensionaba hasta hace muy poco tiempo en función de criterios de abastecimiento de la demanda bajo condiciones de operación normal, sin consideración especial de condiciones de contingencia simple en transformación.

- Los enlaces o puntos de contactos entre alimentadores a través de la red de media tensión son relativamente débiles, por lo que los montos de potencia de apoyo en estas circunstancias son bajos.

Estas características implican que al cambiar el criterio de definición de obras a uno basado en capacidad de respaldo ante contingencia, las necesidades superan con creces las disponibilidades de financiamiento existentes.

Por lo tanto, se ha optado por definir una metodología que presente las siguientes características:

- **Simplicidad:** se analiza el sistema de transformación AT/MT en forma separada (desacoplada) de la red de Media Tensión (MT). Esto significa que no se considera el efecto indirecto que tienen las decisiones en MT (nuevos alimentadores, transferencias de carga) sobre los indicadores de capacidad de respaldo.

La justificación de esta aproximación radica en la profundidad de los problemas detectados a nivel AT/MT, por lo que variaciones de algunos MVA de más o de menos en la carga servida no reducen en lo fundamental la gravedad de los problemas.

- **Horizonte de mejora:** el objetivo es poder lograr al final del quinquenio un nivel de riesgo acotado a un máximo establecido.
- **Eficiencia:** las inversiones a realizar deben estar en línea con las estimaciones de compensaciones a pagar, en caso de ocurrencia de contingencias que impliquen interrupción de suministro.

De acuerdo a lo anterior, la metodología empleada es la siguiente:

- Se proyecta la demanda de cada subestación para los próximos 5 años, sin considerar efectos de redistribución de carga entre subestaciones.
- En base a la capacidad instalada de transformación y a una estimación del monto de potencia a respaldar a través de la red de distribución, se determina de forma aproximada la potencia firme que posee cada subestación.
- Utilizando una curva de carga típica de cada subestación, escalada a la demanda máxima esperada de cada año, se estima la potencia y la energía a racionar cada año.
- De acuerdo a la reglamentación de calidad de servicio vigente, se estiman los montos de compensaciones a pagar en caso de contingencia.
- Utilizando la Curva de Duración de Demanda (monótona) característica de cada subestación, en conjunto con la Potencia Firme calculada, se estima el Número de Horas de Riesgo (N_{HR}) al año en que, de ocurrir una contingencia, es necesario racionar.

2.2 Criterios de Planificación

Los criterios de planificación se exponen a continuación y serán utilizados mientras no entren en vigencia las definiciones a nivel corporativo, que recojan las particularidades de cada empresa del grupo, junto con las estrategias y directrices de la casa matriz.

Estos criterios se relacionan fundamentalmente con los niveles máximos de carga de los distintos componentes, la confiabilidad del sistema y la calidad de servicio, tanto para condiciones normales de operación como ante contingencia de algún componente.

Se entiende por **condición normal** de operación cuando todos los componentes del sistema eléctrico están en servicio, funcionando correctamente.

Como **condición de contingencia** se entiende la salida de servicio no simultánea de algún componente (circuito de línea o transformador) del sistema eléctrico (N-1).

Para lograr una operación confiable se deben satisfacer las siguientes consideraciones:

- a) Preservar la seguridad del sistema planificando y simulando la operación del sistema de tal manera que las contingencias más probables puedan ser soportadas sin restricciones o sin cortes de carga.
- b) Limitar la extensión de fallas del sistema mediante el uso de medios de separación controlada (rechazo de carga y desconexión de generación).
- c) Rápida recuperación después de una interrupción del sistema mediante la utilización de medios de comunicación, servicios auxiliares independientes, etc.

2.2.1 Subestaciones de Interconexión AT/AT

Las subestaciones de interconexión (o puntos de inyección) son aquellas que permiten extraer la energía del SICN, cuyos transformadores AT/AT están formados por unidades monofásicas con relación de voltaje de 220/60 kV.

a) Condición normal de operación

Bajo condiciones normales de operación no se admite sobrecarga en los transformadores de interconexión no se les permite sobrecarga.

b) Condición de contingencia

Teniendo presente la baja tasa de falla en estos equipos, el respaldo se obtiene mediante una unidad monofásica adicional (polo) para cada transformador.

El concepto de condición de contingencia se aplica a la falla de uno de los polos, lo que implica sacar de servicio el transformador durante el tiempo necesario para reemplazar la unidad monofásica fallada por el polo de reserva. El tiempo estimado de reemplazo es de aproximadamente 14 horas.

En el caso que durante el tiempo en que se realiza la normalización, los bancos que quedan en servicio no sean capaces de suministrar toda la demanda sin que se sobrepase su capacidad nominal, se deberá recurrir a racionamiento. Este racionamiento puede variar desde menos de una hora hasta un máximo de 14 horas (el racionamiento puede terminar ya sea por la reducción natural de la demanda o por el reemplazo del polo fallado).

c) Nueva inversión

Se define que se requiere un nuevo transformador de interconexión si ante condiciones normales de operación, uno de los puntos en servicio presenta una demanda superior a su capacidad nominal.

Se construirá una nueva subestación de interconexión cuando:

- Es infactible ampliar la capacidad instalada en la existente
- Ante modificaciones en el sistema externo (parque generador o nuevas líneas de transmisión), se justifique su conveniencia técnica y económica.

2.2.2 Líneas de Transmisión AT

a) Condiciones normales de operación

Las capacidades máximas de operación de las líneas de transmisión corresponden a las calculadas para temperaturas ambientes de 15°C en periodo de invierno y de 30°C en periodo de verano y consideran en ambos casos 75°C como temperatura máxima admisible en el conductor. Para cables secos se considera 90°C como temperatura máxima admisible.

b) Condición de contingencia

Ante simple contingencia de alguno de los componentes del sistema de transmisión, las líneas no deberán quedar expuestas a sobrecargas durante 100 horas al año como máximo (criterio N-1-100).

c) Nueva inversión

Es necesario construir una nueva línea de transmisión generalmente cuando se construye un nuevo punto de interconexión o se pronostican sobrecargas en condiciones normales de operación.

Si existen más de 100 horas al año en que al ocurrir una contingencia simple en algún componente del sistema eléctrico, se produce sobrecarga en otro elemento del

sistema (línea o transformador), entonces se requiere el ingreso de una nueva obra que alivie la situación.

Por otra parte, se construirá una nueva línea si resulta técnica y económica conveniente unir dos o mas subestaciones para la realización de enmallamientos (formar anillos).

2.2.3 Sistema de Transformación AT/MT

a) Condiciones normales de operación

No se les admite sobrecarga en los transformadores de bajada (AT/MT), debiendo ser operados en condiciones normales hasta su capacidad nominal.

b) Condición de contingencia

Para enfrentar una emergencia producto de la falla de una unidad de bajada ante la máxima demanda esperada, los transformadores de bajada que quedan en servicio se admite que pueden soportar, por períodos de tiempo cortos, una sobrecarga de 10% de su capacidad nominal, siempre que esto no represente una situación de riesgo para el equipo. El nivel de sobrecarga dependerá de las características propias de cada transformador, de su antigüedad, del mantenimiento, etc.

Adicionalmente, se cuenta con transformadores de reserva para reemplazar la unidad fallada, en un lapso del orden de 26 horas.

c) Nueva inversión

Ampliación de capacidad de transformación en subestaciones existentes

Si en condiciones normales de operación, una vez optimizada la red existente y analizado el efecto de los traslados de carga entre transformadores adyacentes para satisfacer la demanda pronosticada en un sector, un transformador de bajada toma una carga mayor a su capacidad nominal, entonces se define que es necesario ampliar la capacidad transformadora en las subestaciones existentes.

Este aumento de capacidad puede consistir en el reemplazo de una unidad por otra de mayor capacidad o en la instalación de una nueva.

Nuevas subestaciones de bajada

Se requiere de una nueva subestación de bajada cuando se necesita ampliar la capacidad transformadora instalada para satisfacer la demanda de un sector y no es técnica ni económicamente factible realizarlas en las subestaciones cercanas existentes (falta de espacio físico para las instalaciones, saturación para las salidas de los alimentadores, etc.), o cuando los problemas de calidad de servicio sólo son solucionables acercando la fuente al centro de carga.

2.3 Caracterización del año base y pronóstico de la Demanda

2.3.1 Datos del año base

Las características mas relevantes que definen el año base (situación sin proyecto) son las siguientes:

- La demanda máxima corresponde a la punta prevista para el año 2000.

- La demanda agregada en barras de MT en subestaciones AT/MT son de 655 MW y 335 MVAR (sin contar sistemas aislados)
- Red Modelada:
 - ◆ Sistemas de subtransmisión a 66 y 60 kV (completos)
 - ◆ Transformación AT/MT y compensación en MT
 - ◆ Demanda en barras de MT y AT (algunos grandes clientes) de las subestaciones
- Se omiten en los análisis los sistemas aislados pequeños, de la zona del Norte Chico.

Se consideran en servicio las obras previstas para el año 2000:

- Derivación de Entrada Salida (E/S) de un circuito de línea Barsi-Pando a Mirones, resultando la línea Barsi-Mirones-Pando
- 4° cable 60 kV Santa Rosa - Tacna
- Línea 66 kV Huacho ETECEN - Huacho
- En servicio la subestación “Y”, 60/10 kV de 25 MVA
- En servicio la subestación Naranjal, 60/10 kV de 25 MVA
- Ampliación SET Caudivilla 60/10 kV de 25 MVA
- E/S SET Canto Grande
- E/S SET Caudivilla
- E/S SET Ancón

2.3.2 Pronostico de la demanda

La proyección de la demanda de Edelnor S.A.A. para un determinado periodo (solo se muestra la metodología empleada) se determina de la siguiente manera:

Para efectuar la predicción de la demanda (Energía y Potencia), se emplean modelos causales de carácter econométrico. En este tipo de modelos, se aplica la estadística a datos económicos, buscando apoyar con ecuaciones económicas el comportamiento de una variable dada, en este caso la demanda de energía.

En primer lugar se procedió a la estimación del consumo global de Energía para toda el área de concesión, como resultado de la suma de las predicciones independientes de cada Sistema Eléctrico y en cada uno de ellos se proyectó la demanda por tipo de consumo (residencial, industrial, comercial, alumbrado público y otros), las cuales luego fueron ajustadas a la proyección global del Sistema correspondiente.

A partir de la estimación del consumo de Energía se procede a proyectar la Potencia (Demanda Máxima), teniendo en cuenta la evolución de las compras de energía, el factor de carga y los niveles de pérdidas.

Los pasos seguidos son los siguientes:

- Determinación de las variables explicativas que interpreten y/o describan de mejor manera el comportamiento de la demanda de energía, como son:
 - **El Producto Bruto Interno Nacional (PBI)**, que muestra la evaluación económica del país. Estimaciones efectuadas por los principales Bancos de inversión.
 - **Población (POB)**, segunda variable considerada para la proyección global y la proyección por sectores económicos (ejemplo: residencial, comercial, alumbrado publico, etc.). Estimación recopilada del Instituto Nacional de

Estadística (INEI).

- **Índice de Volumen Físico (IVF)**, índice que se emplea para proyectar las ventas industriales y mide la evaluación manufacturera en el país.
 - **Tiempo (t)**, es una variable que se debe considerar cuando se eliminan datos históricos correspondientes a años atípicos (años de sequía).
- Especificación del modelo econométrico y estimación de los parámetros del modelo, empleando datos de una selección de regresión adecuada para el modelo de predicción, y se obtiene ecuaciones seleccionadas como por ejemplo:

| | |
|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| TOTAL | : $16120,107 \times 0,999^{\text{POB}} \times 1,005^{\text{PBI}} \times 1,120^{\text{t}}$ |
| Residencial | : $983,972 \times 1,00^{\text{POB}} \times 1,068^{\text{t}} \times 0,995^{(\text{PBI}/\text{POB})}$ |
| Industrial | : $326,614 \times 0,985^{\text{PBI}} \times 1,022^{\text{t}} \times 1,023^{\text{IVF}}$ |
| Comercial y Otros | : $- 6435,896 + 1,487 \times \text{POB} + 0,561 \times \text{RES} - 192,862 \times \text{t}$ |
| Alumbrado Público | : $83,155 \times 1,000^{\text{POB}} \times 1,031^{\text{t}}$ |

- Verificación del modelo mediante la inferencia estadística:
- **Coefficiente de Correlación (R^2)**, mide el grado de correlación existente entre la demanda y las variables explicativas. Se debe buscar obtener los valores cercanos al 100%.
 - **Test de Fisher (F)**, la estadística F mide la bondad del ajuste alcanzado, es decir, permite determinar si los valores de R^2 altos son aleatorios o no. Para que las ecuaciones sean aceptables.
 - **Test de Student (T)**, Permite determinar si cada variable explicativa útil para la estimación de la demanda.

Este modelo se escogió por disponer de datos muchos mas confiables y al efectuar las pruebas de validación de los modelos (anteriores analizados) resulta tener un mejor ajuste estadístico.

- Estimación de la Demanda de Energía, con el análisis anterior se obtienen el posible crecimiento promedio esperado.
- Ajuste por Factor de Pérdidas, permite que los valores obtenidos en la proyección sean consistentes con la reducción en las perdidas de la Compañía.
- Estimación de las Compras de Energía, para efectuar la predicción de las compras de energía se requiere que previamente se calculen las perdidas por energía (por hurto o no técnicas)

$$\text{Compras} = \frac{\text{ventas} + \text{pérdidas por hurto}}{0,92}$$

En el cuadro N° 3 se muestran las compras de energía (energía puesta en red del sistema global) y las demandas máximas registradas en los años 1998, 1999 así como la evolución prevista por Edelnor para estas magnitudes a lo largo del quinquenio objeto del presente estudio.

- Proyección del Factor de Carga contando con el factor de carga real, año base, se prevé que factor se incrementara ligeramente hasta el final del estudio.
- Estimación de la Demanda Máxima, consiste en efectuar la predicción a partir de la estimación de las ventas y la proyección del factor de carga:

$$\text{Demanda Máxima} = \frac{\text{Compra de Energía}}{8\,760 \times \text{Factor de Carga}}$$

- Proyecciones por subestaciones AT/MT, con la estimaci3n del crecimiento global en demanda y sus respectivas informaciones hist3ricas de cada SET's en MVA, desarrollo urbano, futuras cargas puntuales importantes. Se estima para cada una de las subestaciones de Transformaci3n AT/MT

En los cuadros N 4 y 5 se indican los pron3sticos de las demandas en potencia aparente, activa y reactiva respectivamente en las subestaciones AT/MT, así como las estimaciones para grandes clientes relevantes para las simulaciones.

Adicionalmente se han considerado los traslados de carga pendientes por renovaci3n de obras e ingresos de nuevas subestaciones.

CUADRO N° 3
Pronóstico de compras de energía y demanda máxima
Sistema eléctrico de Edelnor

| Año | Compras de Energía | | Demanda Máxima | |
|------|--------------------|-----|----------------|-----|
| | GWh | (%) | MW | (%) |
| 1998 | 3.795 | - | 640 | - |
| 1999 | 3.817 | 0,6 | 650 | 1,6 |
| 2000 | 4.049 | 5,1 | 676 | 4,5 |
| 2001 | 4.229 | 4,4 | 703 | 4,0 |
| 2002 | 4.425 | 4,6 | 733 | 4,3 |
| 2003 | 4.632 | 4,7 | 764 | 4,2 |
| 2004 | 4.850 | 4,7 | 796 | 4,2 |

Fuente: Planificación y Control

CUADRO N° 4
Pronóstico de potencia aparente (MVA) en subestaciones AT/MT

| SET's | AÑOS | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| ANCON | 6,2 | 6,6 | 7,0 | 7,3 | 7,8 | 8,3 | 8,8 | 9,4 | 9,9 | 10,6 | 11,2 | 11,9 |
| BARSI | 42,6 | 35,8 | 41,8 | 42,8 | 44,3 | 45,9 | 47,6 | 49,2 | 50,9 | 52,6 | 54,4 | 56,2 |
| Y | | 16,8 | 17,4 | 17,9 | 18,6 | 19,3 | 20,1 | 20,9 | 21,8 | 22,6 | 23,5 | 24,4 |
| CANTOGRANDE | 28,1 | 30,1 | 31,9 | 33,6 | 35,8 | 38,2 | 40,7 | 43,3 | 46,1 | 49,1 | 52,3 | 55,6 |
| CAUDIVILLA | 22,2 | 25,7 | 27,1 | 28,4 | 30,2 | 32,1 | 34,2 | 36,3 | 38,5 | 40,9 | 43,4 | 46,0 |
| CHAVARRIA | 58,5 | 61,8 | 64,4 | 66,8 | 70,2 | 73,7 | 77,5 | 81,3 | 85,3 | 89,4 | 93,8 | 98,3 |
| INFANTAS | 43,4 | 43,5 | 45,0 | 46,3 | 48,1 | 50,1 | 52,2 | 54,3 | 56,4 | 58,6 | 60,9 | 63,2 |
| JICAMARCA | 11,9 | 12,8 | 13,6 | 14,4 | 15,4 | 16,5 | 17,7 | 19,0 | 20,3 | 21,7 | 23,2 | 24,8 |
| MARANGA | 26,9 | 28,3 | 29,4 | 35,7 | 37,3 | 39,0 | 40,8 | 42,6 | 44,5 | 46,5 | 48,5 | 50,7 |
| MIRONES | 64,2 | 58,1 | 59,5 | 60,6 | 62,4 | 64,3 | 66,3 | 68,3 | 70,3 | 72,4 | 74,4 | 76,5 |
| NARANJAL | 15,4 | 16,5 | 17,5 | 18,4 | 19,6 | 20,9 | 22,3 | 23,8 | 25,3 | 26,9 | 28,7 | 30,5 |
| OQUENDO | 15,4 | 16,2 | 16,9 | 17,6 | 18,5 | 19,4 | 20,4 | 21,4 | 22,5 | 23,6 | 24,7 | 25,9 |
| PANDO | 32,4 | 34,0 | 35,4 | 36,6 | 38,3 | 40,1 | 42,0 | 43,9 | 45,9 | 48,0 | 50,1 | 52,4 |
| PERSHING | 43,1 | 45,0 | 46,6 | 47,8 | 49,8 | 51,8 | 54,0 | 56,1 | 58,3 | 60,6 | 62,9 | 65,4 |
| PUENTE PIEDRA | 14,9 | 15,9 | 16,7 | 17,4 | 18,5 | 19,6 | 20,7 | 21,9 | 23,2 | 24,5 | 25,9 | 27,4 |
| SANTA MARINA | 36,7 | 38,6 | 40,1 | 41,4 | 43,3 | 45,2 | 47,3 | 49,5 | 51,7 | 53,9 | 56,3 | 58,7 |
| SANTA ROSA | 58,5 | 60,7 | 62,3 | 63,5 | 65,6 | 67,7 | 70,0 | 72,2 | 74,4 | 76,7 | 79,1 | 81,5 |
| TACNA | 62,3 | 64,0 | 65,0 | 65,6 | 67,1 | 68,6 | 70,2 | 71,7 | 73,3 | 74,8 | 76,3 | 77,9 |
| TOMAS VALLE | 36,3 | 38,2 | 39,7 | 41,0 | 42,9 | 44,9 | 47,1 | 49,2 | 51,5 | 53,8 | 56,2 | 58,7 |
| VENTANILLA | 9,6 | 10,3 | 10,9 | 11,5 | 12,2 | 13,1 | 13,9 | 14,9 | 15,8 | 16,9 | 18,0 | 19,1 |
| ZAPALLAL | 6,4 | 6,8 | 7,2 | 7,6 | 8,0 | 8,6 | 9,1 | 9,7 | 10,3 | 10,9 | 11,5 | 12,3 |
| HUACHO | 13,6 | 14,3 | 14,8 | 15,2 | 15,9 | 16,5 | 17,3 | 18,0 | 18,7 | 19,5 | 20,3 | 21,1 |
| CHANCAY | 4,2 | 4,4 | 4,6 | 4,7 | 4,9 | 5,1 | 5,3 | 5,5 | 5,7 | 6,0 | 6,2 | 6,4 |
| HUARAL | 7,2 | 7,6 | 7,8 | 8,0 | 8,4 | 8,7 | 9,1 | 9,4 | 9,8 | 10,2 | 10,6 | 11,0 |
| BARRANCA | 3,2 | 3,4 | 3,5 | 3,6 | 3,7 | 3,9 | 4,0 | 4,2 | 4,3 | 4,5 | 4,6 | 4,8 |
| PATIVILCA | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,5 |
| SUPE | 3,2 | 3,3 | 3,4 | 3,5 | 3,6 | 3,8 | 3,9 | 4,1 | 4,2 | 4,4 | 4,5 | 4,7 |
| MEDIO MUNDO | | | | 4,2 | 4,3 | 4,4 | 4,6 | 4,7 | 4,9 | 5,0 | 5,1 | 5,3 |

2.3.3 Diseño de nuevas instalaciones

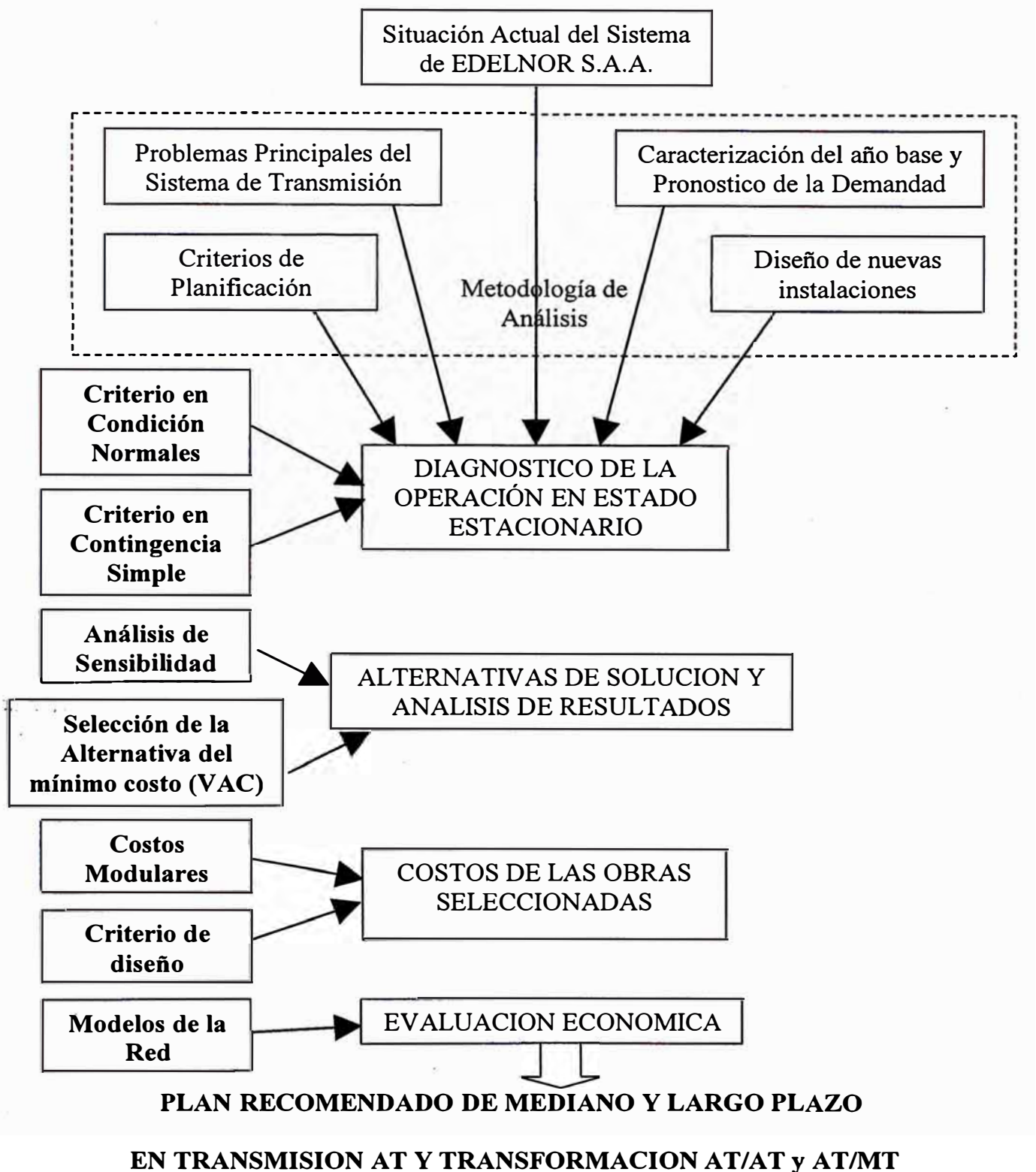
Para el diseño de las nuevas instalaciones en las subestaciones analizadas, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- En subestaciones de 60/10 kV se utilizarán transformadores de 25 MVA, en algunos casos se instalarán transformadores de 17,2 MVA dependiendo de la demanda de la subestación.
- Se considera un máximo de 6 alimentadores de 6 MVA por cada unidad transformadora de 25 MVA.
- Los bancos de transformadores 220/60 kV y los transformadores trifásicos de 25 MVA tendrán cambiador automático de taps bajo carga (CTBC).

2.4 Diseño del Flujo del Proceso

El resultado final de esta metodología es la obtención del Plan Indicativo Obras de Inversiones en la Transmisión de EDELNOR S.A.A., en el mediano y largo plazo. A continuación se muestra el diseño del flujo del proceso de la Metodología empleada:

DIAGRAMA DEL FLUJO DEL PROCESO



CAPITULO III

DIAGNOSTICO DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

Para modelar el comportamiento del sistema de transmisión de Edelnor se ha utilizado la herramienta computacional, tomando como sistema base la topología que se tendrá a inicios del año 2000 y las demandas máximas esperadas para ese año. Los análisis se efectúan tanto para condiciones normales de operación como ante contingencia simple de los componentes.

Con el objetivo de conocer los puntos débiles de la red, se modeló el estado que tendría el sistema de transmisión el año 2000 y bajo el supuesto que no ingresen nuevas obras, se analizó el comportamiento que presentaría el año 2004.

En forma similar a lo indicado para el sistema de transmisión, con el objetivo de conocer los puntos débiles del sistema de transformación AT/MT se modeló el estado que tendrían las subestaciones el año 2000 y bajo la hipótesis que no ingresan nuevas obras, se analizó el comportamiento que presentarían el año 2004.

Para efectos de modelar el comportamiento de este sistema, se ha supuesto que la carga de los transformadores se distribuya de forma de mantener un factor de utilización idéntico entre los distintos transformadores de cada subestación.

3.1 En condiciones normales

3.1.1 Sistema de interconexión AT/AT y transmisión AT

En estas condiciones los elementos que presentan sobrecarga o un factor de utilización mayor o igual a 90% son los que se muestran en el siguiente cuadro N° 6:

CUADRO N° 6
Problemas detectados en el periodo 2000-2004
Condiciones Normales de operación del sistema base

| Año | Componente | Nivel de carga |
|------|--------------------------------------|----------------|
| 2000 | S/E Chavarría 220/60 kV, Tr 1, 2 ó 3 | 90% |
| 2004 | S/E Chavarría 220/60 kV, Tr 1, 2 ó 3 | 107% |
| | S/E Barsi 220/60 kV. Tr. 1, 2 ó 3 | 103% |
| | S/E Santa Rosa 220/60 kV, Tr. 1 ó 2 | 89% |

Según lo indicado en el cuadro anterior (condiciones normales de operación), para el año 2000 no se presentarán componentes con sobrecarga.

En el año 2004, los componentes que presentarán sobrecarga y, en consecuencia, requieren de un proyecto de inversión, corresponden a la subestación Chavarría (107%) y Barsi (103%).

3.1.2 Sistema de transformación AT/MT

En estas condiciones normales, los elementos de transformación presentan las siguientes particularidades para los años 2000 y 2004 (Ver cuadro N° 7):

CUADRO N° 7
Problemas detectados en el periodo 2000-2004
Condiciones normales de operación del sistema de transformación AT/MT base

| Año | Componente | Nivel de carga |
|------|----------------------------------|----------------|
| 2000 | Sin sobrecarga | |
| 2004 | S/E Infantas 60/10 kV, Tr. 1 ó 2 | 100,2% |
| | S/E Pershing 60/10 kV. Tr. 1 ó 2 | 103,6% |

Según lo indicado en el cuadro anterior (condiciones normales de operación), para el año 2000 no se presentarán sobrecargas en subestaciones.

En el año 2004, los componentes que presentarían sobrecarga y, en consecuencia, requieren de un proyecto de inversión, corresponden a las subestaciones Infantas (100,2%) y Pershing (103,6%).

3.2 En condiciones de simple contingencia

3.2.1 Sistema de interconexión AT/AT y transmisión AT

Ante simple contingencia en el sistema base, de todas las subestaciones de transformación AT/MT, se detectan los siguientes problemas (Ver cuadro N° 8):

CUADRO N° 8
Problemas detectados en el periodo 2000-2004
Condición de simple contingencia del sistema base

| Año | Componente bajo contingencia | Componente afectado | Nivel de carga |
|------------------------|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------|
| 2000 | S/E Chavarría 220/60 kV Tr 1, 2 ó 3 | S/E Chavarría: los demás transf. | 125% |
| | S/E Barsi 220/60 kV Tr. 1, 2 ó 3 | S/E Barsi: los demás transf. | 113% |
| | S/E Santa Rosa 220/60 kV, Tr. 1 ó 2 | S/E Santa Rosa: los demás transf. | 132% |
| | LT Chavarría-Tomás Valle 60 kV | LT Chavarría-Oquendo 60 kV | 113% |
| | LT Chavarría-Oquendo 60 kV | LT Chavarría-Tomás Valle 60 kV | 106% |
| | LT Zapallal-Ventanilla | S/E Ventanilla 60/10 kV. Salida total de servicio. | - |
| 2004 | S/E Chavarría 220/60 kV, Tr 1, 2 ó 3 | S/E Chavarría: los demás transf. | 151% |
| | S/E Barsi 220/60 kV. Tr. 1, 2 ó 3 | S/E Barsi: los demás transf. | 138% |
| | S/E Santa Rosa 220/60 kV, Tr. 1 ó 2 | S/E Santa Rosa: los demás transf. | 163% |
| | LT Chavarría-Tomás Valle 60 kV | LT Chavarría-Oquendo 60 kV | 138% |
| | LT Chavarría-Oquendo 60 kV | LT Chavarría-T. Valle 60 kV | 128% |
| | LT Chavarría-Barsi 220 kV, circ. 1 ó 2 | LT Chavarría-Barsi 220 kV: el otro circuito | 113% |
| | LT Chavarría-Infantas 60 kV | LT Chavarría-Naranjal 60 kV | 105% |
| | LT Chavarría-Naranjal 60 kV | LT Chavarría-Infantas 60 kV | 116% |
| | LT Barsi-Pershing 60 kV | LT Barsi-Maranga 60 kV | 107% |
| LT Zapallal-Ventanilla | S/E Ventanilla 60/10 kV. Salida total de servicio. | - | |

Ante contingencia simple, en el año 2000 se producirían sobrecargas en las subestaciones Chavarría, Barsi y Santa Rosa y en las líneas de transmisión Chavarría-Tomás Valle y Chavarría-Oquendo.

Por otra parte, la alimentación en simple circuito a la subestación Ventanilla desde la subestación Zapallal (conexión en antena), implica que ante contingencia se producirá la salida total de servicio de esta última subestación.

Para el año 2004 se mantienen con problemas las instalaciones ya mencionadas y se agregan las sobrecargas en las líneas Chavarría – Barsi, Chavarría – Naranjal, Chavarría – Infantas y Barsi – Maranga. Cabe recordar que estos problemas se presentarían bajo la hipótesis que el sistema eléctrico se mantiene con las mismas instalaciones que las del año 2000.

Para el año 2000, aún cuando en condiciones de contingencia los bancos de 220/60 kV de las subestaciones Chavarría, Barsi y Santa Rosa presentarían sobrecarga, esto no significa que necesariamente deban realizarse inversiones para superar esta posibilidad. En efecto, de acuerdo a los criterios de planificación adoptados, ante una falla en algún banco de transformadores se deberá recurrir a la unidad (polo) de reserva y mientras se realizan los trabajos para sustituir el polo fallado, se tendría que racionar la demanda no cubierta por el resto de las instalaciones (el tiempo estimado para el cambio de polo es de alrededor de 14 horas).

La subestación Santa Rosa es un caso especial, ya que corresponde a una subestación de propiedad compartida con la empresa distribuidora Luz del Sur, la que posee dos bancos de transformadores monofásicos (similares a los de Edelnor) de 85 y 120 MVA respectivamente. Para efectos de modelar el comportamiento del sistema de transmisión, se ha considerado que los transformadores de Edelnor operan totalmente desacoplados de los transformadores de Luz del Sur, a pesar que existe la

posibilidad de unir las barras de 60 kV en caso de contingencia (de hecho, la celda de acoplamiento existe) y recibir potencia firme desde las instalaciones de Luz del Sur.

Debido a que en la actualidad Luz del Sur cuenta con potencia firme disponible, se considera que los problemas de respaldo de Santa Rosa se pueden solucionar utilizando esta potencia. Sin embargo, para poder tener la seguridad de contar con este respaldo cuando sea necesario, se requiere la formalización de algún convenio de operación que regule tal situación.

En el caso de la línea Chavarría–Oquendo, al salir de servicio se produce sobrecarga en la línea Chavarría–Tomás Valle por un lapso inferior a 100 horas. No obstante, como se verá mas adelante, el proyecto que resuelve los problemas de la contingencia Chavarría–Tomás Valle también resuelve los problemas de la contingencia Chavarría–Oquendo

Se puede apreciar que para los pares de líneas:

- Chavarría – Tomás Valle y Chavarría – Oquendo,
- Chavarría – Infantas y Chavarría – Naranjal

Los problemas se presentan en forma simétrica. Es decir, la falla de cualquiera de ambas líneas provoca la sobrecarga de la otra. En estos casos suelen existir alternativas de solución que resuelven ambos problemas de forma simultánea.

En síntesis, en el caso que se mantenga el sistema inalterable hasta el año 2004; esto es, sin la puesta en servicio de ninguna obra dentro del quinquenio bajo estudio (2000 – 2004), se aprecia la existencia de los siguientes puntos débiles:

- Subestaciones Chavarría, Barsi y Santa Rosa 220/60 kV.
- Línea Chavarría – Barsi 220 kV

- Líneas Chavarría – Tomás Valle y Chavarría – Oquendo (60 kV)
- Líneas Chavarría – Naranjal y Chavarría – Infantas (60 kV)
- Línea Barsi – Pershing (60kV)
- Línea Barsi – Maranga (60 kV)
- Línea Zapallal – Ventanilla (simple circuito que en caso de falla, dejaría la subestación Ventanilla sin suministro).

En las figuras N° 4 y 5 se indican la ubicación de los problemas:

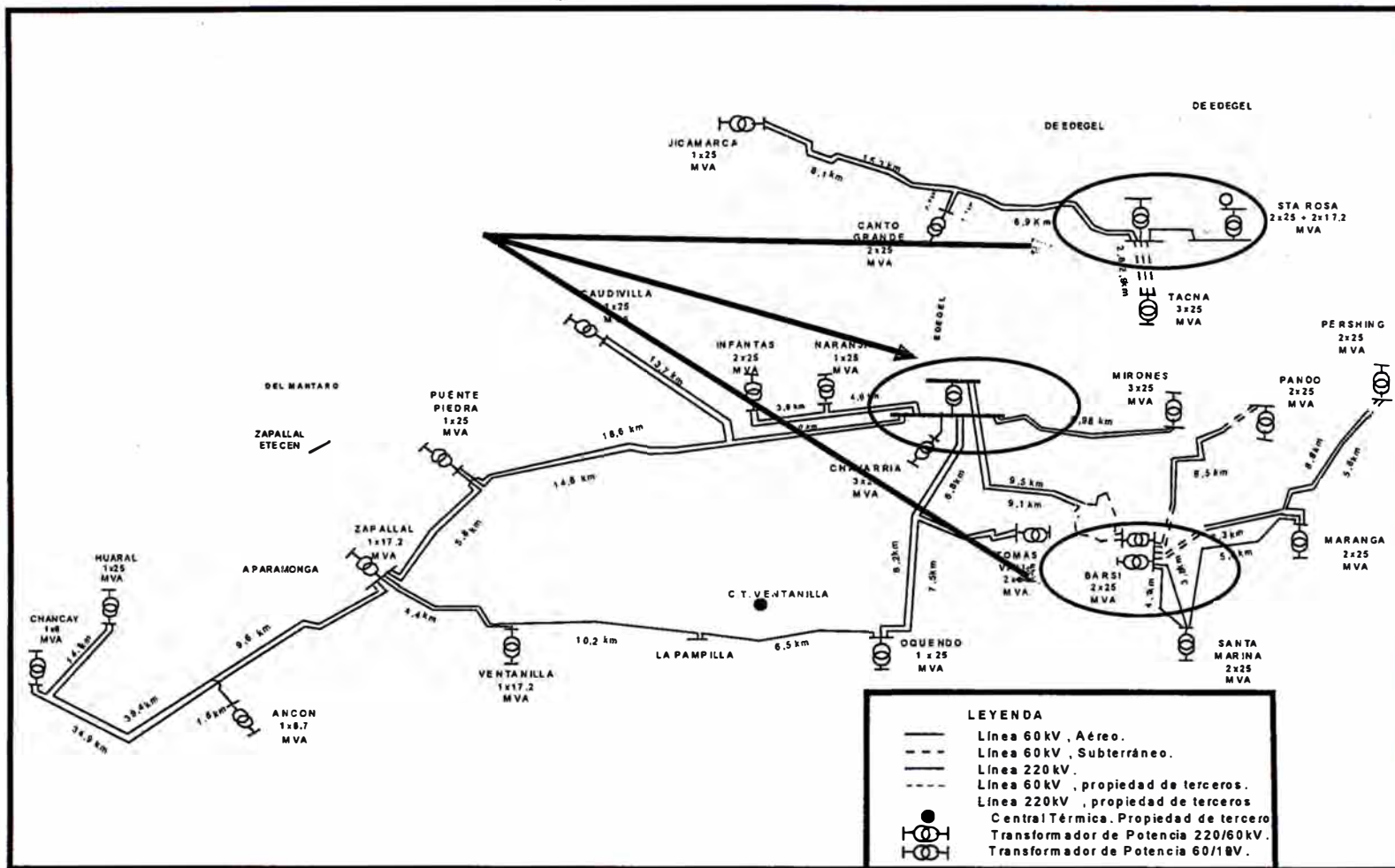


FIGURA N° 4: Subestaciones con problemas, periodo 2000 a 2004

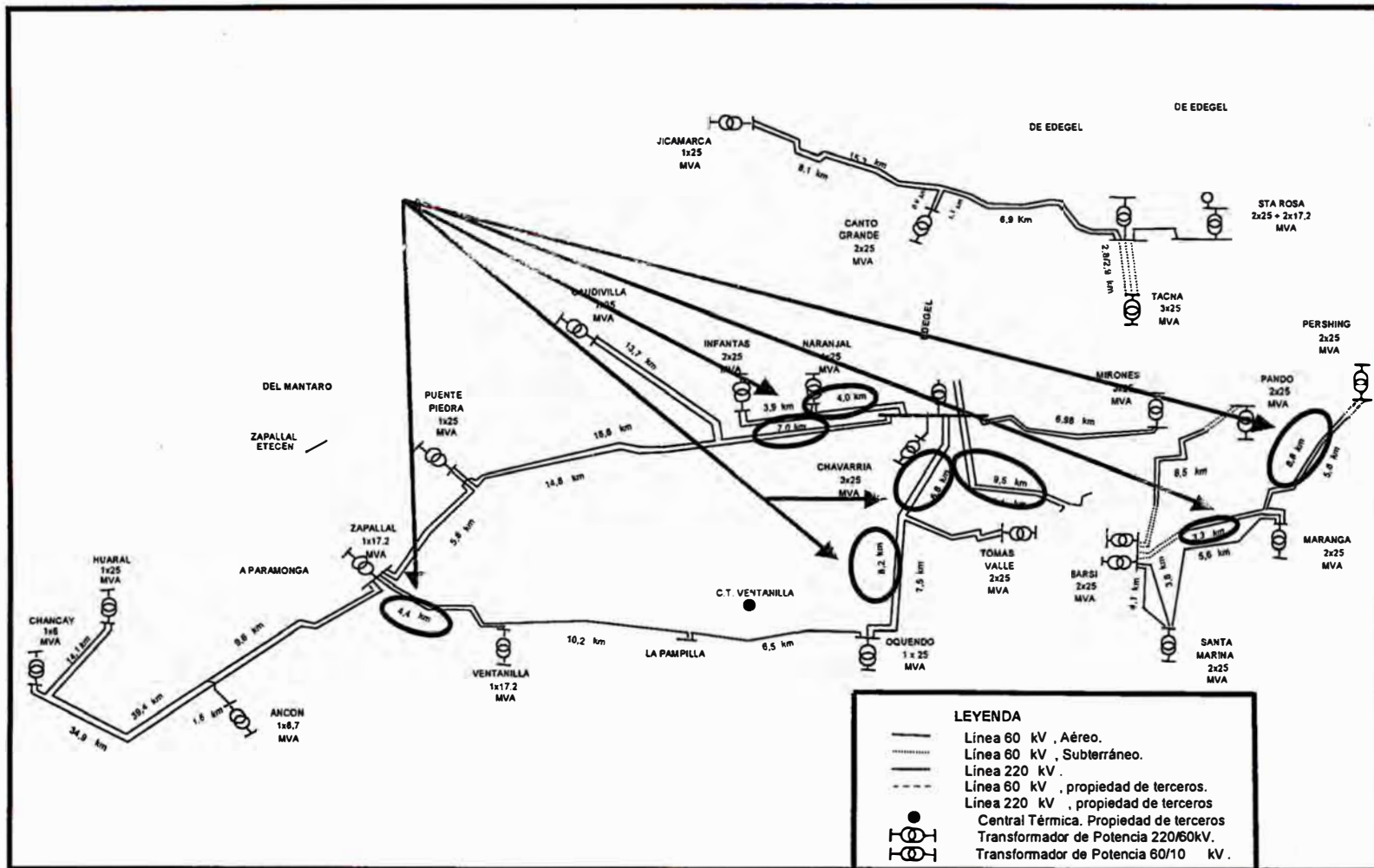


FIGURA N° 5: Líneas de transmisión con problemas, periodo 2000 a 2004

3.2.2 Sistema de transformación AT/MT

Para cuantificar el impacto ocasionado por la falla en transformación para cada subestación AT/MT, se definieron los siguientes indicadores:

- a) **Demanda máxima estimada a racionar:** calculada bajo el supuesto de una sobrecarga máxima permisible de 10% respecto a la capacidad nominal de los transformadores AT/MT que permanecen en servicio. Se considera también la entrega de respaldo a través de las redes de distribución.
- b) **Número de horas de riesgo:** corresponde al número de horas al año en que la ocurrencia de una contingencia implica el racionamiento de carga.

Estos indicadores se calculan bajo condición de demanda máxima propia de cada subestación en estudio.

Ante simple contingencia en el sistema base, se detectan los problemas señalados en el cuadro N° 9.

CUADRO N° 9
Problemas detectados en el periodo 2000-2004
Condición de simple contingencia del sistema de transformación AT/MT base

| Año | Componente bajo contingencia | Demanda a Racionar (MVA) | N° Transf. | Horas de Riesgo |
|----------------------------|------------------------------------|--------------------------|------------|-----------------|
| 2000 | S/E Ancón 60/10 kV Tr 1 | 5,7 | 1 | 8.723 |
| | S/E Chancay 60/10 kV Tr 1 | 4,4 | 1 | 8.703 |
| | S/E Huacho 60/10 kV Tr 1 | 14,3 | 1 | 8.702 |
| | S/E Huaral 60/10 kV Tr 1 | 7,6 | 1 | 8.683 |
| | S/E Infantas 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 7,4 | 2 | 1.261 |
| | S/E Jicamarca 60/10 kV Tr 1 | 4,7 | 1 | 856 |
| | S/E Naranjal 60/10 kV Tr 1 | 8,5 | 1 | 7.125 |
| | S/E Oquendo 60/10 kV Tr 1 | 14,2 | 1 | 8.692 |
| | S/E Pershing 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 4,5 | 2 | 494 |
| | S/E P. Piedra 60/10 kV Tr 1 | 13,9 | 1 | 8.745 |
| | S/E S. Marina 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 1,1 | 2 | 26 |
| | S/E Ventanilla 60/10 kV Tr 1 | 10,3 | 1 | 8.709 |
| | S/E Zapallal 60/10 kV Tr 1 | 5,4 | 1 | 8.454 |
| 2004 | S/E Ancón 60/10 kV Tr 1 | 7,4 | 1 | 8.724 |
| | S/E Barsi 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 2,1 | 2 | 125 |
| | S/E Cantogrande 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 6,5 | 2 | 1.302 |
| | S/E Chancay 60/10 kV Tr 1 | 5,1 | 1 | 8.703 |
| | S/E Chavarría 60/10 kV Tr 1, 2 ó 3 | 10,8 | 3 | 896 |
| | S/E Huacho 60/10 kV Tr 1 | 16,5 | 1 | 8.702 |
| | S/E Huaral 60/10 kV Tr 1 | 8,7 | 1 | 8.683 |
| | S/E Infantas 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 13,9 | 2 | 1.797 |
| | S/E Jicamarca 60/10 kV Tr 1 | 8,4 | 1 | 1.709 |
| | S/E Naranjal 60/10 kV Tr 1 | 12,9 | 1 | 8.562 |
| | S/E Oquendo 60/10 kV Tr 1 | 17,3 | 1 | 8.692 |
| | S/E Pershing 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 11,3 | 2 | 1.184 |
| | S/E P. Piedra 60/10 kV Tr 1 | 17,6 | 1 | 8.745 |
| | S/E S. Marina 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 7,8 | 2 | 861 |
| | S/E Tacna 60/10 kV Tr 1, 2 ó 3 | 4,9 | 3 | 227 |
| | S/E T. Valle 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 3,8 | 2 | 323 |
| | S/E Ventanilla 60/10 kV Tr 1 | 10,3 | 1 | 8.709 |
| S/E Y 60/10 kV Tr 1 | 2,0 | 1 | 760 | |
| S/E Zapallal 60/10 kV Tr 1 | 7,1 | 1 | 8.685 | |

Nota: El ejemplo del cálculo de las horas de riesgo para la SET Jicamarca 60/10 kV se muestra en el Anexo D

Se puede observar una elevada cantidad de puntos débiles en subestaciones AT/MT en el año 2000. En particular, existe una gran cantidad de subestaciones AT/MT que tienen un único transformador, involucrando con ello una elevada vulnerabilidad en caso de contingencia simple, dada la escasa capacidad de respaldo

existente a través de las redes de distribución.

En tal caso no existe la posibilidad de “rotar” los alimentadores sujetos a racionamiento, con el consiguiente aumento del tiempo de interrupción por cliente y del monto de compensación a pagar.

c) Compensaciones ante una contingencia (N-1)

Para el cálculo del monto de compensación en caso de ocurrir una falla (Contingencia N-1) en cualquiera de la Subestaciones de AT/MT, se ha considerado lo siguiente:

- Mantenimiento correctivo (día útil) con una duración de 26 horas.
- Mantenimiento preventivo (día domingo) con una duración de 8 horas.
- Sobrecarga de los transformadores 10% de su capacidad nominal.
- Con y sin apoyo en MT
- Margen tarifario 0,0289 US\$/kWh.
- Compensación unitaria e (3^{ra} etapa), 0,95 US\$/kWh.

El pago por compensación a los usuarios esta dado por la siguiente relación establecida en la NTCSE.

$$\text{Compensación} = \text{ENS} \times \text{E} \times \text{e}$$

Donde:

ENS, es la energía no servida.

E, el indicador de calidad.

e, la compensación unitaria (tercera etapa)

En los cuadros N° 10 y 11, se muestran los resúmenes de las pérdidas (periodo 2000-2004) que se incurriría ante una contingencia en cada SETs AT/MT para los escenarios siguientes:

- a) Sin apoyo a través del traslado de carga en MT.
- b) Con apoyo a través del traslado de carga en MT

De los cuales se puede observar que las mayores compensaciones se darían en las subestaciones AT/MT que tienen un único transformador y mayor carga tales como Puente Piedra, Oquendo, Huacho, Ventanilla, Naranjal, Huaral, Jicamarca, etc.

En el Anexo C se detalla con un ejemplo, como se determina el cálculo de la compensación para la subestación Infantas 60/10 kV.

CUADRO N° 10

Resumen de la compensación por falla de un transformador – Con apoyo de Media Tensión

| SET's (60/10 kV) | POTENCIA INSTALADA (MVA) | MAXIMA DEMANDA (MVA) | CAP. DE TRASLADO (MVA) | ANTIGÜEDAD TRAFOS (AÑOS) | PERDIDA TOTAL (MUS\$) | | | | |
|---------------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| | | | | | ANCON (*) | 8,75 | 6,2 | 0,9 | 28 |
| BARSI | 50,00 | 42,6 | 14,8 | 5-5 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,23 | 26,55 |
| Y | 25,00 | 0,0 | 0,0 | | 1167,48 | 1206,91 | 1240,17 | 1290,84 | 1343,45 |
| CANTO GRANDE | 50,00 | 28,1 | 3,1 | 10-18 | 0,00 | 0,11 | 0,34 | 0,65 | 1,08 |
| CAUDIVILLA | 25,00 | 22,2 | 6,5 | 7 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| CHAVARRIA | 75,00 | 58,5 | 5,8 | 4-5-37 | 0,04 | 0,32 | 0,65 | 1,16 | 1,73 |
| INFANTAS | 50,00 | 43,4 | 7,5 | 35-38 | 1,21 | 1,47 | 1,70 | 2,03 | 0,00 |
| JICAMARCA | 25,00 | 11,9 | 7,8 | 4 | 243,90 | 284,02 | 322,41 | 372,68 | 426,45 |
| MARANGA | 50,00 | 26,9 | 9,4 | 16-3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,12 |
| MIRONES | 75,00 | 64,2 | 9,6 | 7-10-32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| NARANJAL | 25,00 | 15,4 | 7,8 | | 410,09 | 455,60 | 498,55 | 555,51 | 616,14 |
| OQUENDO | 25,00 | 15,4 | 2,0 | 5 | 1105,83 | 1161,09 | 1210,49 | 1280,11 | 1353,13 |
| PANDO | 50,00 | 32,4 | 14,0 | 10-3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| PERSHING | 50,00 | 43,1 | 11,7 | 18-37 | 0,55 | 0,79 | 1,02 | 1,44 | 0,00 |
| PUENTE PIEDRA | 25,00 | 14,9 | 1,9 | 3 | 1081,77 | 1145,27 | 1203,89 | 1283,42 | 1367,50 |
| SANTA MARINA | 50,00 | 36,7 | 8,7 | 23-24 | 0,10 | 0,26 | 0,43 | 0,71 | 40,20 |
| SANTA ROSA | 84,40 | 58,5 | 5,7 | 26-41-64-64 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TACNA | 75,00 | 62,3 | 6,6 | 40-37-18 | 0,10 | 0,17 | 0,22 | 0,34 | 0,47 |
| TOMAS VALLE | 50,00 | 36,3 | 12,2 | 5-5 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,35 | 0,70 |
| VENTANILLA | 17,20 | 9,6 | 0,0 | 45 | 587,77 | 622,96 | 656,28 | 700,34 | 747,29 |
| ZAPALLAL | 17,20 | 6,4 | 1,4 | 45 | 277,41 | 296,97 | 315,27 | 339,76 | 365,75 |
| HUACHO | 25,00 | 13,6 | 0,0 | 3 | 842,11 | 872,25 | 898,02 | 936,53 | 976,59 |
| CHANCAY | 6,00 | 4,2 | 0,0 | 34 | 287,03 | 296,72 | 304,90 | 317,36 | 330,29 |
| HUARAL | 25,00 | 7,2 | 0,0 | 38 | 497,39 | 514,19 | 528,35 | 549,94 | 572,36 |
| SUPE | 17,00 | 3,2 | 0,0 | 3 | 160,33 | 165,42 | 169,65 | 176,24 | 183,07 |

CUADRO N° 11

Resumen de la compensación por falla de un transformador – Sin apoyo de Media Tensión

| SET's (60/10 KV) | POTENCIA INSTALADA (MVA) | MAXIMA DEMANDA (MVA) | CAP. DE TRASLADO (MVA) | ANTIGÜEDAD TRAFOS (AÑOS) | PERDIDA TOTAL (MUS\$) | | | | |
|---------------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| ANCON (*) | 8,75 | 6,2 | 0,0 | 28 | 348,67 | 368,15 | 386,37 | 410,75 | 436,62 |
| BARSI | 50,00 | 42,6 | 0,0 | 5-5 | 169,14 | 416,91 | 458,29 | 525,45 | 649,90 |
| Y | 25,00 | 0,0 | 0,0 | | 1167,48 | 1206,91 | 1240,17 | 1290,84 | 1343,45 |
| CANTO GRANDE | 50,00 | 28,1 | 0,0 | 10-18 | 0,29 | 0,54 | 0,81 | 1,23 | 1,67 |
| CAUDIVILLA | 25,00 | 22,2 | 0,0 | 7 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,27 | 0,53 |
| CHAVARRIA | 75,00 | 58,5 | 0,0 | 4-5-37 | 0,77 | 1,17 | 1,53 | 2,12 | 2,73 |
| INFANTAS | 50,00 | 43,4 | 0,0 | 35-38 | 180,93 | 214,35 | 242,53 | 302,12 | 0,00 |
| JICAMARCA | 25,00 | 11,9 | 0,0 | 4 | 627,81 | 667,92 | 706,31 | 756,59 | 810,36 |
| MARANGA | 50,00 | 26,9 | 0,0 | 16-3 | 0,02 | 0,10 | 0,94 | 1,21 | 1,55 |
| MIRONES | 75,00 | 64,2 | 0,0 | 7-10-32 | 0,38 | 34,33 | 50,08 | 93,27 | 141,21 |
| NARANJAL | 25,00 | 15,4 | 0,0 | | 772,90 | 818,40 | 861,36 | 918,32 | 978,95 |
| OQUENDO | 25,00 | 15,4 | 0,0 | 5 | 1261,26 | 1316,52 | 1365,92 | 1435,54 | 1508,56 |
| PANDO | 50,00 | 32,4 | 0,0 | 10-3 | 65,36 | 77,98 | 102,89 | 138,92 | 199,22 |
| PERSHING | 50,00 | 43,1 | 0,0 | 18-37 | 224,84 | 261,03 | 325,57 | 414,75 | 0,00 |
| PUENTE PIEDRA | 25,00 | 14,9 | 0,0 | 3 | 1224,68 | 1288,18 | 1346,80 | 1426,33 | 1510,40 |
| SANTA MARINA | 50,00 | 36,7 | 0,0 | 23-24 | 89,97 | 100,27 | 134,74 | 187,85 | 237,57 |
| SANTA ROSA | 84,40 | 58,5 | 0,0 | 26-41-64-64 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,18 |
| TACNA | 75,00 | 62,3 | 0,0 | 40-37-18 | 34,72 | 44,99 | 52,25 | 69,56 | 87,19 |
| TOMAS VALLE | 50,00 | 36,3 | 0,0 | 5-5 | 132,96 | 171,65 | 218,03 | 302,64 | 389,48 |
| VENTANILLA | 17,20 | 9,6 | 0,0 | 45 | 587,77 | 622,96 | 656,28 | 700,34 | 747,29 |
| ZAPALLAL | 17,20 | 6,4 | 0,0 | 45 | 350,20 | 369,76 | 388,07 | 412,55 | 438,54 |
| HUACHO | 25,00 | 13,6 | 0,0 | 3 | 842,11 | 872,25 | 898,02 | 936,53 | 976,59 |
| CHANCA Y | 6,00 | 4,2 | 0,0 | 34 | 287,03 | 296,72 | 304,90 | 317,36 | 330,29 |
| HUARAL | 25,00 | 7,2 | 0,0 | 38 | 497,39 | 514,19 | 528,35 | 549,94 | 572,36 |
| SUPE | 17,00 | 3,2 | 0,0 | 3 | 160,33 | 139,84 | 143,42 | 148,99 | 154,76 |

CAPITULO IV ALTERNATIVAS DE SOLUCION Y ANALISIS DE RESULTADOS

4.1. Planeamiento de alternativas

Considerando las distintas posibilidades de desarrollo de la red, para dar solución a los problemas detectados se han analizado 5 alternativas de expansión, que para hacerlas comparables fue necesario extender el estudio hasta el año 2011.

Las cuatro primeras alternativas mantienen como base el criterio de diseño actual de instalar bancos de transformadores de 120 MVA, ya sea para ampliar las subestaciones existentes o para construir una nueva. De esta forma, los actuales bancos de 85 MVA son sustituidos por bancos de 120 MVA cuando se requiere ampliar la capacidad instalada.

En la quinta alternativa se analiza el efecto de cambiar el criterio de diseño anterior, aceptando que los bancos de 120 MVA sean reemplazados por bancos de 180 MVA y reutilizar los retirados de 120 MVA para reemplazar bancos de 85 MVA.

También se analizó la alternativa de dejar la subestación Oquendo desde Tomás Valle, sin conexión directa a la subestación Chavarría, pero no resultó ser una buena solución, ya que dura muy poco tiempo (1 año).

4.2. Evaluación técnicas de alternativas

4.2.1 Sistema de interconexión AT/AT y transmisión AT

a) Alternativa 1

- **Segundo circuito de línea Chavarría-Tomás Valle**
- **Incremento de potencia en subestaciones AT/AT existentes**

En esta alternativa, el problema que se presenta el año 2000 en la línea Chavarría-Tomás Valle–Oquendo se soluciona mediante la construcción del segundo circuito Chavarría – Tomás Valle. Esta obra da origen a un plan de desarrollo que involucra un aumento de potencia en la subestación Chavarría al instalar el 4º banco de transformadores de 120 MVA, en la subestación Barsi se instala el 4º banco de transformadores de 120 MVA para luego reemplazar en forma sucesiva los bancos de transformadores de 85 MVA por unidades de 120 MVA. También se hace necesario aumentar la capacidad de la línea en 220 kV entre Chavarría y Barsi con la construcción de la línea Ventanilla - Barsi.

Finalmente se incorpora una nueva subestación de interconexión 220/60 kV cerca de la central Ventanilla.

b) Alternativa 2

- **Segundo circuito de línea Chavarría Tomás Valle**
- **Nueva subestación de interconexión AT/AT**

Esta alternativa se inicia con el refuerzo de la línea Chavarría-Tomás Valle, similar a la alternativa N 1. En lo que respecta a las subestaciones de interconexión, se opta por comenzar con la construcción de una nueva en las cercanías de la central Ventanilla, con 120 MVA. En Barsi se instala el cuarto

banco de 120 MVA y luego se reemplazan las actuales unidades de 85 MVA por 120 MVA.

c) Alternativa 3

- **Nueva línea Barsi-Tomás Valle**
- **Incremento de potencia en subestaciones AT/AT existentes**

Esta alternativa considera la construcción de un nuevo enlace en 60 kV entre las subestaciones Tomás Valle y Barsi. El plan de obras que se genera en esta alternativa incluye un desarrollo en las subestaciones de interconexión similar al de la alternativa 1; en la subestación Chavarría se instala el cuarto banco de transformadores de 120 MVA y en Barsi se instala el cuarto banco de 120 MVA con los siguientes reemplazos de los actuales bancos de 85 MVA por 120 MVA. Al final del periodo también se incorpora la nueva subestación de interconexión cercana a la central Ventanilla.

d) Alternativa 4:

- **Nueva de línea Barsi-Tomás Valle**
- **Nueva subestación de interconexión AT/AT**

En esta alternativa se soluciona el problema del año 2000 de la línea Chavarría Tomás Valle mediante la construcción de una línea de transmisión de 60 kV, que une las subestaciones Tomás Valle con Barsi. Las subestaciones de interconexión tienen un desarrollo similar al de la alternativa 2.

e) Alternativa 5:

- **Segundo circuito de línea Chavarría-Tomás Valle**
- **Instalación de bancos de transformadores de 180 MVA en lugar de 120 MVA, en la mejor de las alternativas anteriores**

Esta alternativa considera desarrollar las subestaciones de interconexión mediante bancos de transformadores de 180 MVA en lugar de 120 MVA.

Para esta alternativa se plantea el reemplazo de las unidades de 120 MVA por 180 MVA, en la medida que se detectan necesidades de aumento de potencia en la subestación Chavarría y reutilizar los bancos de 120 MVA que se retiran para que a su vez reemplacen unidades de 85 MVA en la subestación Barsi.

En las Figuras N° 6 y 7 se muestran los flujos de potencia en cada uno de los elementos para los años 2000 – 2004 de la alternativa N°5.

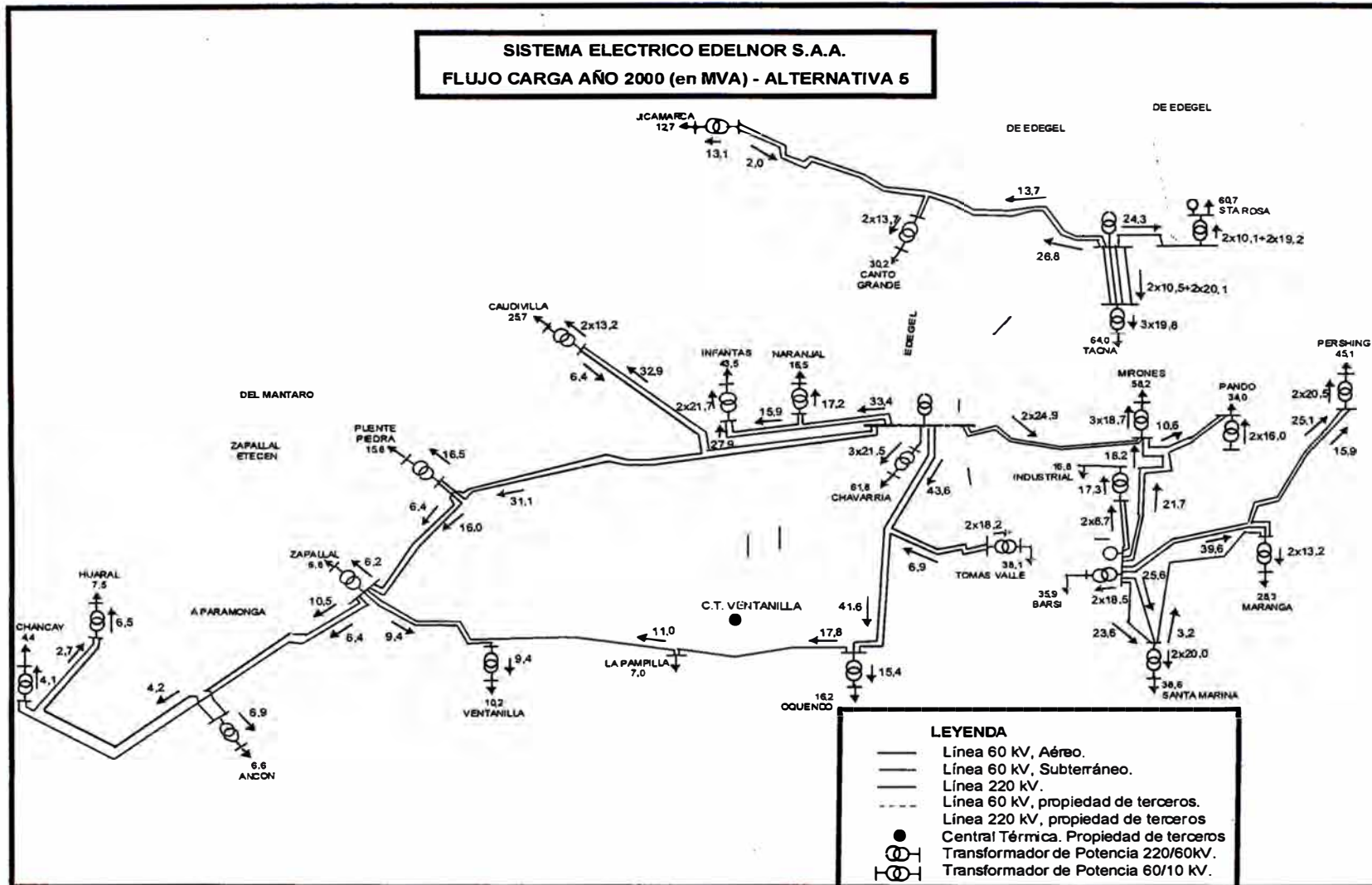


FIGURA N° 6: Flujo de Potencia para el año 2000 – Alternativa N° 5

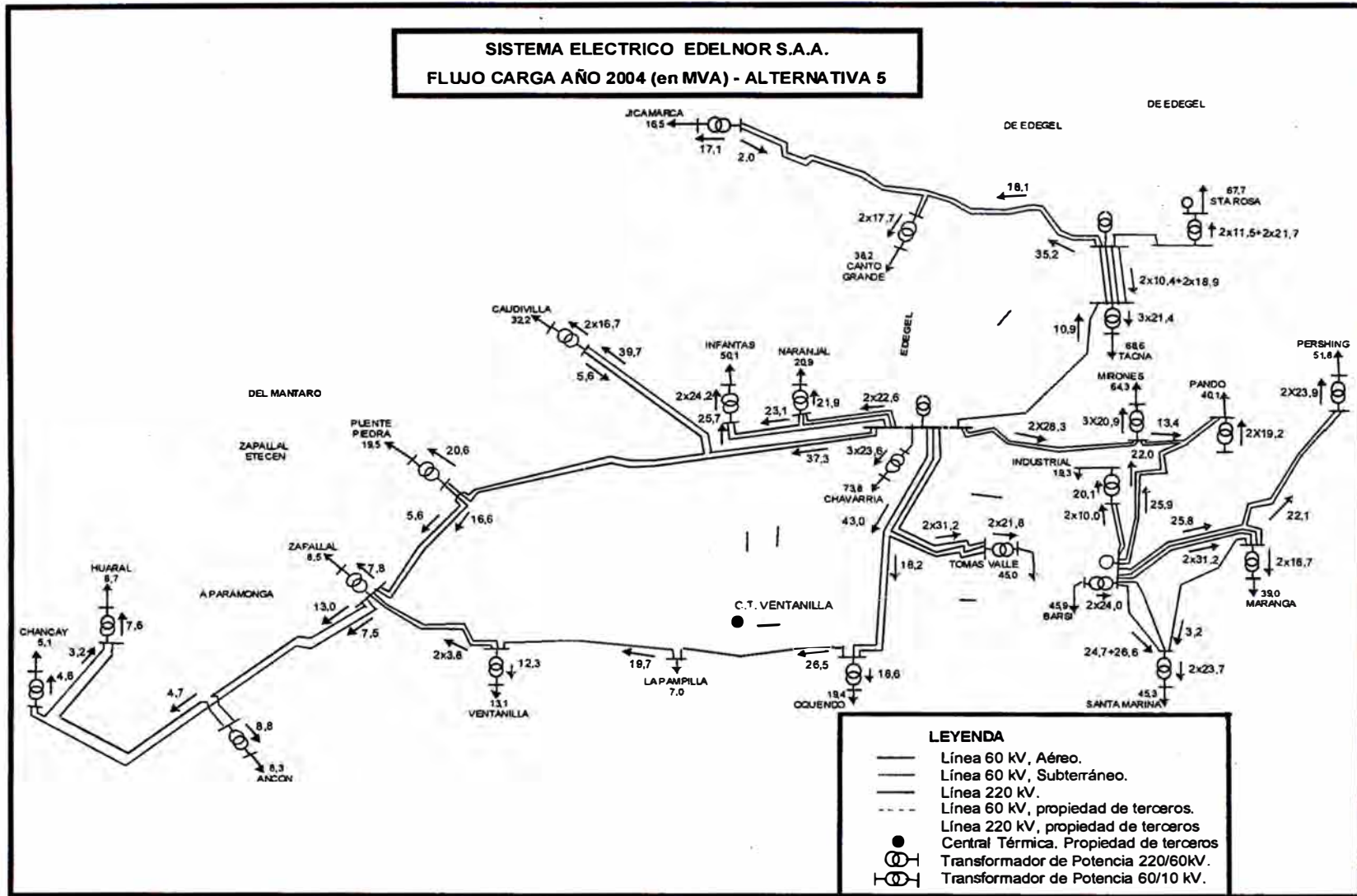


FIGURA N° 7: Flujo de Potencia para el año 2004 – Alternativa N° 5

4.2.2 Sistema de transformación AT/MT

Para el determinar el criterio de selección para el respaldo ante una contingencia simple en la transformación AT/M se analizan dos casos:

Condición horas de riesgo ante contingencia simple

Para detectar los puntos débiles del sistema de transformación AT/MT, se analizó el comportamiento que tendrían las subestaciones en el año 2000 y bajo el supuesto que no se incorporen nuevas instalaciones, se estudió la situación de cargas en el año 2004. Los análisis se realizan en condiciones normales de operación y ante simple contingencia. Los resultados fueron los siguientes:

Año 2000

Para el año 2000 no se detectan transformadores con sobrecarga en condiciones normales de operación.

Bajo condición de contingencia, aparte de la carga que se deja de suministrar en subestaciones con transformador único, se producirían sobrecargas en algunas subestaciones que cuentan con más de un transformador. La demanda a racionar y las horas de riesgo comprometidas serían las siguientes (Ver cuadro N° 12):

CUADRO N°12
Condición de simple contingencia del sistema de transformación AT/MT
base Año 2000

| Componente bajo contingencia | Demanda a racionar (MVA) | N° Transf. | Horas de riesgo |
|---------------------------------|--------------------------|------------|-----------------|
| S/E Ancón 60/10 kV Tr 1 | 5,7 | 1 | 8.723 |
| S/E Chancay 60/10 kV Tr 1 | 4,4 | 1 | 8.703 |
| S/E Huacho 60/10 kV Tr 1 | 14,3 | 1 | 8.702 |
| S/E Huaral 60/10 kV Tr 1 | 7,6 | 1 | 8.683 |
| S/E Infantas 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 7,4 | 2 | 1.261 |
| S/E Jicamarca 60/10 kV Tr 1 | 4,7 | 1 | 856 |
| S/E Naranjal 60/10 kV Tr 1 | 8,5 | 1 | 7.125 |
| S/E Oquendo 60/10 kV Tr 1 | 14,2 | 1 | 8.692 |
| S/E Pershing 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 4,5 | 2 | 494 |
| S/E P. Piedra 60/10 kV Tr 1 | 13,9 | 1 | 8.745 |
| S/E S. Marina 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 1,1 | 2 | 26 |
| S/E Ventanilla 60/10 kV Tr 1 | 10,3 | 1 | 8.709 |
| S/E Zapallal 60/10 kV Tr 1 | 5,4 | 1 | 8.454 |

Nota: El ejemplo del cálculo de las horas de riesgo para la SET Jicamarca 60/10 kV se muestra en el Anexo D

Año 2004

En condiciones normales de operación se producirían problemas en las subestaciones Infantas (102% de la capacidad nominal) y Pershing (103,6%).

Ante contingencia se producirían problemas en las siguientes subestaciones (Ver cuadro N° 13):

CUADRO N°13
Condición de simple contingencia del sistema de transformación AT/MT
base Año 2004

| Componente bajo contingencia | Demanda a racionar (MVA) | N° Trafos. | Horas de riesgo |
|-----------------------------------|--------------------------|------------|-----------------|
| /E Ancón 60/10 kV Tr 1 | 7,4 | 1 | 8.724 |
| /E Barsi 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 2,1 | 2 | 125 |
| /E Cantogrande 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 6,5 | 2 | 1.302 |
| /E Chancay 60/10 kV Tr 1 | 5,1 | 1 | 8.703 |
| /E Chavarría 60/10 kV Tr 1, 2 ó 3 | 10,8 | 3 | 896 |
| /E Huacho 60/10 kV Tr 1 | 16,5 | 1 | 8.702 |
| /E Huaral 60/10 kV Tr 1 | 8,7 | 1 | 8.683 |
| /E Infantas 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 13,9 | 2 | 1.797 |
| /E Jicamarca 60/10 kV Tr 1 | 8,4 | 1 | 1.709 |
| /E Naranjal 60/10 kV Tr 1 | 12,9 | 1 | 8.562 |
| /E Oquendo 60/10 kV Tr 1 | 17,3 | 1 | 8.692 |
| /E Pershing 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 11,3 | 2 | 1.184 |
| /E P. Piedra 60/10 kV Tr 1 | 17,6 | 1 | 8.745 |
| /E S. Marina 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 7,8 | 2 | 861 |
| /E Tacna 60/10 kV Tr 1, 2 ó 3 | 4,9 | 3 | 227 |
| /E T. Valle 60/10 kV Tr 1 ó 2 | 3,8 | 2 | 323 |
| /E Ventanilla 60/10 kV Tr 1 | 10,3 | 1 | 8.709 |
| /E Y 60/10 kV Tr 1 | 2,0 | 1 | 760 |
| /E Zapallal 60/10 kV Tr 1 | 7,1 | 1 | 8.685 |

Nota: El ejemplo del cálculo de las horas de riesgo para la SET Jicamarca 60/10 kV se muestra en el Anexo D

Condición por compensación ante contingencia simple

De los cuadros N° 10 y 11 también verifican prioridad que se obtuvo por horas de riesgo por contingencia simple.

4.3 Costos de alternativas

Las alternativas nacen de la búsqueda de encontrar la solución y lograr confiabilidad en la Transmisión del Sistema de EDELNOR S.A.A., con el apoyo del sistema computacional (Flujo de Potencia). Provocando contingencia e incrementando su carga según su demanda se obtiene las alternativas que se presentan a continuación:

Estas opciones dieron origen a 5 alternativas:

Alternativa 1: Segundo circuito de línea Chavarría-Tomás Valle e Incremento de potencia en subestaciones de interconexión existentes

(Ver cuadro N° 14).

Alternativa 2: Segundo circuito de línea Chavarría-Tomás Valle y Nueva subestación de interconexión (Ver cuadro N° 15).

Alternativa 3: Nueva línea Barsi-Tomás Valle e Incremento de potencia en subestaciones de interconexión existentes (Ver cuadro N° 16).

Alternativa 4: Nueva de línea Barsi Tomás Valle y Nueva subestación de interconexión (Ver cuadro N° 17).

Alternativa 5: Instalación de bancos de transformadores de 180 MVA en lugar de 120 MVA, en la mejor de las alternativas anteriores (Ver cuadro N° 18).

CUADRO N° 14
Plan de obras de la Alternativa 1

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------|
| 2000 | 2° Trafo Caudivilla 25 MVA | 4° Cable S. Rosa - Tacna | 752.0 |
| | | Entrada - Salida Mirones - Pando | 900.0 |
| | | LT 66 kV Huacho ETECEN - Huacho | 1058.7 |
| | | | 1012.8 |
| 2001 | | LT 60 kV Chavarría - Tomás Valle | 513.5 |
| | | Entrada - Salida SET Ventanilla | 296.5 |
| 2002 | | LT 220 kV Ventanilla - Barsi | 5726.3 |
| 2003 | 4° Trafo Chavarría 120 MVA | | 1969.5 |
| | | LT 60 kV Chavarría - Naranjal | 827.3 |
| 2004 | 4° Trafo Barsi 120 MVA +1 polo de 40 MVA de reserva | | 2479.0 |
| | | LT 60 kV Barsi - Maranga | 753.9 |
| | | LT 60 kV Chavarría - Tacna | 1297.6 |
| 2006 | | LT 60 kV Chavarría - Caudivilla | 1421.9 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | | 1910.3 |
| 2008 | | LT 60 kV Santa Rosa - Canto Grande | 964.3 |
| 2009 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 120 MVA + 1 polo 40 MVA de reserva | | 5639.0 |
| | | E/S Nva SET Ventanilla a LT Pampilla - Oquendo | 368.7 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Ventanilla | 843.1 |
| 2010 | Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | | 1559.6 |
| 2011 | 2° Trafo Ventanilla Nva. 120 MVA | | 2091.5 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Oquendo | 636.9 |
| | | LT. 60 kV Oquendo - Sta. Marina | 1545.9 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

CUADRO N° 15
Plan de obras de la Alternativa 2

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------|
| 2000 | 2° Trafo Caudivilla 25 MVA | | 752.0 |
| | | 4° Cable S. Rosa - Tacna | 900.0 |
| | | Entrada - Salida Mirones - Pando | 1058.7 |
| | | LT 66 kV Huacho ETECEN - Huacho | 1012.8 |
| 2001 | | LT 60 kV Chavarría - Tomás Valle | 513.5 |
| | | Entrada - Salida SET Ventanilla | 296.5 |
| 2002 | | LT 220 kV Ventanilla - Barsi | 5726.3 |
| 2003 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 120 MVA + 1 polo 40 MVA de reserva | | 5639.0 |
| | | E/S Nva SET Ventanilla a LT Pampilla - Oquendo | 368.7 |
| | | LT 60 kV Chavarría – Naranjal | 827.3 |
| 2004 | 4° Trafo Barsi 120 MVA +1 polo de 40 MVA de reserva | | 2479.0 |
| | | LT 60 kV Barsi - Maranga | 753.9 |
| | | LT 60 kV Chavarría - Tacna | 1297.6 |
| 2005 | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Ventanilla | 843.1 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | | 1910.3 |
| 2008 | | LT 60 kV Santa Rosa – Canto Grande | 964.3 |
| 2009 | 2° Trafo Ventanilla Nva. 120 MVA | | 2091.5 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Oquendo | 636.9 |
| 2010 | Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | | 1559.6 |
| 2011 | 4° Trafo Chavarría 120 MVA | | 1969.5 |
| | | LT 60 kV Pando - Pershing | 1062.8 |
| | | LT 60 kV Naranjal – Infantas | 527.7 |
| | | LT. 60 kV Oquendo – Sta. Marina | 1545.9 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

CUADRO N° 16
Plan de obras de la Alternativa 3

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------|
| 2000 | 2° Trafo Caudivilla 25 MVA | 4° Cable S. Rosa - Tacna | 752.0 |
| | | Entrada - Salida Mirones - Pando | 900.0 |
| | | LT 66 kV Huacho ETECEN - Huacho | 1058.7 |
| | | | 1012.8 |
| 2001 | | LT 60 kV Tomas Valle – Barsi | 1156.0 |
| | | LT 220 kV Ventanilla - Barsi | 5726.3 |
| | | Entrada - Salida SET Ventanilla | 296.5 |
| 2002 | 4° Trafo Barsi 120 MVA +1 polo de 40 MVA de reserva | | 2479.0 |
| 2003 | | LT 60 kV Chavarría - Tacna | 1297.6 |
| | | LT 60 kV Chavarría – Naranjal | 827.3 |
| 2004 | | LT 60 kV Barsi - Maranga | 753.9 |
| 2005 | 4° Trafo Chavarría 120 MVA | | 1969.5 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | LT 60 kV Chavarría - Caudivilla | 1421.9 |
| | | | 1910.3 |
| 2008 | | LT 60 kV Santa Rosa – Canto Grande | 964.3 |
| 2010 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 120 MVA + 1 polo 40 MVA de reserva | | 5639.0 |
| | | E/S Nva SET Ventanilla a LT Pampilla – Oquendo | 368.7 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Ventanilla | 843.1 |
| | | Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | 1559.6 |
| 2011 | 2° Trafo Ventanilla Nva. 120 MVA | | 2091.5 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Oquendo | 636.9 |
| | | LT. 60 kV Oquendo – Sta. Marina | 1545.9 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

CUADRO N° 17
Plan de obras de la Alternativa 4

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------|
| 2000 | 2° Trafo Caudivilla 25 MVA | 4° Cable S. Rosa - Tacna | 752.0 |
| | | Entrada - Salida Mirones - Pando | 900.0 |
| | | LT 66 kV Huacho ETECEN - Huacho | 1058.7 |
| | | | 1012.8 |
| 2001 | | LT 60 kV Tomas Valle – Barsi | 1156.0 |
| | | LT 220 kV Ventanilla - Barsi | 5726.3 |
| | | Entrada - Salida SET Ventanilla | 296.5 |
| 2002 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 120 MVA + 1 polo 40 MVA de reserva | | 5639.0 |
| | | E/S Nva SET Ventanilla a LT Pampilla – Oquendo | 368.7 |
| 2003 | | LT 60 kV Chavarría - Tacna | 1297.6 |
| | | LT 60 kV Chavarría – Naranjal | 827.3 |
| 2004 | | LT 60 kV Barsi – Maranga | 753.9 |
| 2006 | 4° Trafo Barsi 120 MVA +1 polo de 40 MVA de reserva | | 2479.0 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Ventanilla | 843.1 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | | 1910.3 |
| 2008 | | LT 60 kV Santa Rosa – Canto Grande | 964.3 |
| 2009 | 2° Trafo Ventanilla Nva. 120 MVA | | 2091.5 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Oquendo | 636.9 |
| 2010 | Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | | 1559.6 |
| 2011 | 4° Trafo Chavarría 120 MVA | | 1969.5 |
| | | LT. 60 kV Oquendo – Sta. Marina | 1545.9 |
| | | LT 60 kV Pando – Pershing | 1062.8 |
| | | LT 60 kV Naranjal - Infantas | 527.7 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

CUADRO N° 18
Plan de obras de la Alternativa 5

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|---------------|
| 2000 | 2° Trafo Caudivilla 25 MVA | 4° Cable S. Rosa - Tacna | 752.0 |
| | | Entrada - Salida Mirones - Pando | 900.0 |
| | | LT 66 kV Huacho ETECEN - Huacho | 1058.7 |
| | | | 1012.8 |
| 2001 | | LT 60 kV Chavarria - Tomás Valle | 513.5 |
| | | Entrada - Salida SET Ventanilla | 296.5 |
| 2002 | | LT 220 kV Ventanilla - Barsi | 5726.3 |
| 2003 | Cambio 1° Trafo 120 x 180 MVA Chavarria + 1 polo de reserva de 60 MVA Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarria) | | 2226.2 |
| | | | 385.0 |
| | | LT 60 kV Chavarria - Naranjal | 827.3 |
| 2004 | | LT 60 kV Barsi - Maranga | 753.9 |
| | | LT 60 kV Chavarria - Tacna | 1297.6 |
| 2005 | Cambio 2° Trafo 120 x 180 MVA Chavarria + 1 polo de reserva de 60 MVA Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarria) | | 1704.9 |
| | | | 33.8 |
| 2006 | | LT 60 kV Chavarria - Caudivilla | 1421.9 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | | 1910.3 |
| 2008 | Cambio 3° Trafo 120 x 180 MVA Chavarria Cambio 3° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarria) | LT 60 kV Santa Rosa - Canto Grande | 964.3 |
| | | | 1704.9 |
| | | | 33.8 |
| 2010 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 180 MVA + 1 polo 40 MVA de reserva Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | E/S Nva SET Ventanilla a LT Pampilla - Oquendo | 6318.1 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Ventanilla | 368.7 |
| | | | 843.1 |
| | | | 1559.6 |
| 2011 | | LT. 60 kV Oquendo - Sta. Marina | 1545.9 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

CAPITULO V

EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS Y SELECCIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO

5.1 Criterios de evaluación económica

La evaluación económica origina un flujo de costos y beneficios que se producen en distintos periodos de tiempo. El desafío es identificar y valorar el flujo de beneficios y costos que son atribuibles a las alternativas encontradas.

Una vez estimados los flujos pertinentes de beneficios y costos que un proyecto tiene con respecto a la situación Sin Proyecto para un horizonte dado de evaluación, se proceden a calcular los indicadores relevantes que se utilizara en EDELNOR S.A.A., esto es Valor Actual de Costos (VAC). Luego se procede a compáralas para determinar la mejor alternativa (la posee menor VAC). En este caso la tasa de descuento a utilizar e la evaluación de proyectos de inversión es del 14% real anual sobre activos.

En este punto se exponen los principales parámetros que se considera para la evaluación de las alternativas:

1. Horizonte de Evaluación

Número de años que se considerarán para las estimaciones de beneficios y costos del proyecto. Normalmente se utiliza 10 años.

2. Pérdidas Técnicas

Viene hacer la diferencia entre lo adquirido a los generadores y lo vendido. En este rubro se considera el efecto de la menor compra de la potencia y energía.

3. Gastos de Operación y Mantenimiento

Su cuantificación es de acuerdo al método adoptado por la empresa (Porcentaje de la inversión):

| Gastos de operación y mantenimiento | Porcentaje |
|--------------------------------------------|-------------------|
| Distribución | 2,5% |
| Transmisión SET's | 2,5% |
| Líneas de Transmisión | 2,5% |

4. Depreciación acelerada con fines tributarios

De acuerdo al DL N° 774 Ley del Impuesto a la Renta y su Reglamento, los bienes se depreciarán mediante el método de la línea recta.

Los bienes se depreciarán de acuerdo al artículo 22 del DS N° 122-94-EF modificado en el inciso b) por el artículo 4° del DS N° 125-98 EF, aplicando los siguientes porcentajes anuales de depreciación:

| Bienes | Años | % Anual de Depreciación |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-------------------------|
| Depreciación acelerada | | |
| - Vehiculos de transporte terrestre | 5 | 20% |
| - Equipos y maquinarias usados en la actividad de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica | 10 | 10% |
| - Equipos de procesamiento de datos | 4 | 25% |
| - Edificios y Construcciones | 33,3 | 3% |
| - Terrenos | No se deprecia | |
| - Otros bienes del activo fijo (Ejem. muebles equipos de oficina) | 10 | 10% |

5 Ahorro por pago de impuesto de la Empresa (Impuestos sobre utilidades)

Corresponde al nivel porcentual que debe tributar la Compañía por concepto de utilidades. Este valor se aplica sobre la utilidad bruta, descontada la depreciación. Para el año 2000 en adelante se deberá utilizar una tasa de impuesto del 33,5%.

6 Inversión

Solo las nuevas instalaciones y equipos incorporadas al sistema eléctrico. En el caso de los equipos que obtenidos de otras instalaciones o del stock de reserva, no se imputarán el monto de inversión, pero en la evaluación deberán ser considerados al costo alternativo que ellos tienen para la empresa. Lo mismo se aplica para las obras o instalaciones existentes.

La valorización de las inversiones se realizara según los costos modulares de

Planificación, salvo cuando existan presupuestos específicos con información mas precisa.

7. Moneda de referencia

De manera de tener los indicadores de rentabilidad de los proyectos en moneda comparable, se deberán valorar todos los flujos de los proyectos en dólares americanos.

8. Tasa de Descuento

La tasa de descuento a utilizar en la evaluación de proyectos de inversión para el año 2000 será del 14% real anual sobre los activos.

9. Vida Util

La vida útil a considerar para los diferentes componentes del sistema eléctrico se detallan el cuadro N° 19:

10. Valor residual

Este valor se calculará con la relación mostrada siguiente cuadro N° 19:

CUADRO N° 19

Vida útil de Equipos y Materiales relevantes (años)

| Descripción | Vida útil (VU) |
|-----------------------------------------------------------|----------------|
| Transformador de Subestación de Distribución (SED) | 25 |
| Transformador de Subestación de Transformación (SET) | 25 |
| Líneas de Transmisión y Redes de Media y Baja tensión (1) | 25 |
| Postes(AP) | 30 |
| Luminarias | 10 |
| Otros | (2) |

(1) La vida útil de todos los componentes es el mismo que el de la red.

(2) La vida útil para los equipos y materiales electricos no mencionados en el cuadro anterior será sugerido por el area que realice el proyecto.

Valor Residual

Este valor se calculará con la siguiente relación :

$$VR = I_o * \left(\frac{VU - PE}{VU} \right)$$

Donde :

VR : Valor residual.
 VU : Vida útil.
 PE : Período de evaluación.
 I_o : Inversión inicial.

11. Flujos de Caja

Una vez estimados los flujos pertinentes de beneficios y costos que un proyecto tiene con respecto a la situación Sin Proyecto para un horizonte dado de evaluación, se procede a calcular los indicadores relevantes que se utilizarán en EDELNOR.

NOTA: El Análisis de los Flujos de Caja para cada una de las alternativas se detallan en el Anexo D

5.2 Selección de la alternativa de mínimo costo

Para analizar el sistema eléctrico de Edelnor se estudió en forma separada los Sistemas de Transmisión y Sistema de Transformación AT/MT. En la determinación del comportamiento futuro del Sistema de Transmisión se utilizó la herramienta computacional (flujo de carga), en tanto que el sistema de Transformación AT/MT fue abordado con herramientas tradicionales (planillas de cálculo).

Para ambos sistemas se analizó el comportamiento en condiciones normales de funcionamiento y bajo simple contingencia de sus componentes.

5.2.1 Sistema de interconexión AT/AT y transmisión AT

Para conocer los puntos débiles de la red, se modeló el estado que tendría el sistema para el año 2000 y para el año 2004, bajo el supuesto que no ingresen nuevas obras durante este periodo. Los resultados, fueron los siguientes:

Año 2000

- Para el año 2000 no se esperan componentes con sobrecarga bajo condición de operación normal.
- Bajo condición de contingencia se produciría una sobrecarga en la línea Chavarría – Oquendo, ante una salida de servicio de la línea Chavarría – Tomás Valle, que alcanzaría un 6% de la capacidad nominal y en forma invertida la sobrecarga en la línea Chavarria – Tomás Valle alcanzaría el 13% de la capacidad nominal.
- En el caso de los puntos de inyección Chavarría, Barsi y Santa Rosa, la falla de alguna de las unidades monofásicas que componen los bancos de transformación

(“polos”) provocaría sobrecargas en las unidades que permanecen en servicio. Lo anterior implicaría racionar por un lapso de tiempo que depende de la demanda máxima de cada punto de inyección, con un máximo de 14 horas, tiempo que demora el reemplazo del polo fallado por la unidad de reserva.

- Bajo condición de contingencia simple, se esperan problemas en las siguientes SET's y líneas del cuadro N° 20:

CUADRO N° 20
SET's y líneas que presentarían sobrecarga ante una contingencia simple Año 2000

| Componente bajo contingencia | Componente afectado | Nivel de carga |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------|
| S/E Chavarría 220/60 kV Tr 1, 2 ó 3 | S/E Chavarría: los demás transf. | 125% |
| S/E Barsi 220/60 kV Tr. 1, 2 ó 3 | S/E Barsi: los demás transf. | 113% |
| S/E Santa Rosa 220/60 kV, Tr. 1 ó 2 | S/E Santa Rosa: los demás transf. | 132% |
| LT Chavarría-Tomás Valle 60 kV | LT Chavarría-Oquendo 60 kV | 113% |
| LT Chavarría-Oquendo 60 kV | LT Chavarría-Tomás Valle 60 kV | 106% |
| LT Zapallal-Ventanilla | S/E Ventanilla 60/10 kV. Salida total de servicio. | - |

Año 2004

- Bajo condición de operación normal se esperan problemas en las siguientes SET's y líneas del cuadro N° 21:

CUADRO N° 21
SET's que presentarían sobrecarga ante una contingencia simple Año 2000

| Componente | Nivel de carga |
|--------------------------------------|----------------|
| S/E Chavarría 220/60 kV, Tr 1, 2 ó 3 | 107% |
| S/E Barsi 220/60 kV. Tr. 1, 2 ó 3 | 103% |

- Bajo condición de contingencia simple, se esperan problemas en las siguientes líneas del cuadro N° 22:

CUADRO N°22
Líneas de transmisión que presentarían sobrecarga ante simple contingencia
Año 2004

| Componente bajo contingencia | Componente afectado | Nivel de carga |
|----------------------------------------|---------------------------------------------|----------------|
| LT Chavarría-Tomás Valle 60 kV | LT Chavarría-Oquendo 60 kV | 138% |
| LT Chavarría-Oquendo 60 kV | LT Chavarría-T. Valle 60 kV | 128% |
| LT Chavarría-Barsi 220 kV, circ. 1 ó 2 | LT Chavarría-Barsi 220 kV: el otro circuito | 113% |
| LT Chavarría-Infantas 60 kV | LT Chavarría-Naranjal 60 kV | 105% |
| LT Chavarría-Naranjal 60 kV | LT Chavarría-Infantas 60 kV | 116% |
| LT Barsi-Pershing 60 kV | LT Barsi-Maranga 60 kV | 107% |

Se evaluaron distintas alternativas de planes de obras, a través de la determinación del Valor Actualizado de Costos (VAC) de acuerdo al criterio de evaluación económica, mostrando variantes en los siguientes aspectos:

- Construcción de línea Chavarría – Tomás Valle ó de línea Barsi – Tomás Valle (ante contingencia de circuito Chavarría – Tomás Valle)
- Privilegiar la expansión de los puntos de inyección actuales o incorporar un nuevo punto de inyección (Nueva Ventanilla)
- Utilizar los módulos de potencia actuales en bancos de los puntos de inyección (85 MVA ó 120 MVA), o introducir un módulo de mayor potencia (180 MVA).

Estas opciones dieron origen a 5 alternativas:

Los resultados de VAC se indican en el siguiente cuadro N° 23:

CUADRO N°23
Valor Actualizado de Costos de las alternativas analizadas

| Alternativa | VAC (MUS\$) | Diferencia (*) | |
|----------------------|----------------|----------------|----------|
| | | (MUS\$) | (%) |
| Alternativa 1 | 27.105 | 219 | 0,8% |
| Alternativa 2 | 28.026 | 1.139 | 4,2% |
| Alternativa 3 | 28.342 | 1.455 | 5,4% |
| Alternativa 4 | 29.599 | 2.712 | 10,1% |
| Alternativa 5 | 26.887 | 0 | - |

(*): Diferencia con respecto a la alternativa 5 (de menor VAC).

Nota: Los flujos de cajas para cada uno de las alternativas se detallan en el Anexo E.

5.2.2 Sistema de transformación AT/MT

Esta parte del sistema no requiere seleccionar alternativas, ya que están definidas por el capítulo IV, se obtiene el plan de obras para la transformación AT/MT, resolviendo los problemas de respaldo (para evitar racionamiento ante condiciones de contingencia simple) y obtenerse los beneficios como el pago de las compensaciones y energía dejada de vender. Tal como se muestra en el cuadro N°.24

Además se considera, por proyección de la demanda, el crecimiento vegetativo de la capacidad instalada en cada Set, al pasar su valor nominal (según criterio de planificación).

CUADRO N°24
Plan de obras en transformación AT/MT

| Año | Subestación | Inversión (MUS\$) | Descripción de Obra (causa) |
|------|--------------|----------------------|-----------------------------------------------|
| 2000 | P. Piedra | 482 | 2° transformador 60/10 kV 25 MVA (respaldo) |
| | Oquendo | 541 | 2° transformador 60/10 kV 25 MVA (respaldo) |
| | Ventanilla | 465 | 2° transformador 60/10 kV 17,2 MVA (respaldo) |
| 2001 | Naranjal | 482 | 2° transformador 60/10 kV 25 MVA (respaldo) |
| | Huaral | 482 | 2° transformador 60/10 kV 25 MVA (respaldo) |
| | Jicamarca | 482 | 2° transformador 60/10 kV 25 MVA (respaldo) |
| 2002 | Ancón | 484 | 2° transformador 60/10 kV 17,2 MVA (respaldo) |
| | Zapallal | 384 | 2° transformador 60/10 kV 17,2 MVA (respaldo) |
| | Chancay | 414 | 2° transformador 60/10 kV 17,2 MVA (respaldo) |
| 2003 | Y | 415 | 2° transformador 60/10 kV 25 MVA (respaldo) |
| | Santa Marina | 516 | 3° transformador 60/10 kV 25 MVA (respaldo) |
| 2004 | Barsi | 554 | 3° transformador 60/10 kV 25 MVA (respaldo) |
| | Infantas | 586 | 3° transformador 60/10 kV 25 MVA (demanda) |
| | Pershing | 554 | 3° transformador 60/10 kV 25 MVA (demanda) |

5.3 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad solo se hace para los sistemas de interconexión AT/AT y transmisión AT.

Para cada uno de los planes de obra anteriores se calculo Valor Actualizado de Costos (VAC), considerando las variables del capítulo 5 (criterios de evaluación económica).

Los VAC resultantes para las alternativas analizadas se muestran en el cuadro N° 23.

Observaciones de las 5 alternativas:

La alternativa con el menor VAC corresponde a la N° 5. Sin embargo, la diferencia existente respecto de la segunda mejor alternativa (N° 1) es de sólo MUS\$219⁽¹⁾.

Al realizar un análisis de los resultados obtenidos se pueden mencionar los siguientes aspectos:

- a) Es mejor opción construir la línea Chavarría – Tomás Valle que la línea Barsi – Tomás Valle.

En efecto, la línea Barsi – Tomás. Valle, al enmallar más los sistemas de Chavarría y Barsi, tiende a transferir mayor carga a esta última, así como provocar que una fracción más alta del crecimiento global de la carga sea absorbida por Barsi en lugar que Chavarría. Esto adelanta los problemas ante contingencia en la alimentación de 220 kV Chavarría – Barsi, adelantando la construcción de una línea de 220 kV (Ventanilla – Barsi) en un año.

- b) Es mejor privilegiar la ampliación de los actuales puntos de interconexión y postergar la construcción de un nuevo punto hasta alcanzar saturación de los puntos actuales. Esto implica postergarlo más allá del fin del quinquenio bajo estudio.
- c) Otro aspecto de interés que puede apreciarse al analizar los resultados es el hecho que existe baja dependencia entre las inversiones necesarias en líneas

⁽¹⁾ VAC Alternativa N° 5 – VAC Alternativa N° 1 = 27.105 – 26.887 MUS\$

de transmisión y las inversiones que se requieren en subestaciones de inyección. Esto es, frente a problemas en líneas de transmisión las soluciones se logran mediante inversiones en líneas de transmisión, en tanto que para las subestaciones de inyección, las soluciones se logran con inversiones en este tipo de subestaciones.

Así, por ejemplo, las alternativas que implican construir la línea Chavarría – Tomás Valle es mejor que las alternativas que construyen la línea Barsi – Tomás Valle, independiente de la decisión de sí postergar o no un nuevo punto de inyección.

- d) El beneficio que aporta el adelanto de un nuevo punto de inyección es fundamentalmente la disminución de pérdidas.

Sin embargo, este beneficio no alcanza a compensar los costos asociados al adelanto del punto de inyección:

Valor presente del adelanto de inversión (7 u 8 años de MUS\$ 5.639⁽¹⁾).

5.4 Resultado de las Sensibilizaciones

a) Adoptar un criterio más estricto en todo el horizonte de evaluación:

Como resultado de aplicar un criterio n-1 estricto al plan de obras correspondiente a la alternativa N° 5; esto es, el respaldo es inmediato y se logra mediante otros bancos en servicio o de los enlaces existentes en 60 kV, se obtiene el plan de inversiones del cuadro N° 25. Cabe recordar que como para la subestación Santa Rosa se cuenta con respaldo desde las instalaciones de Luz del Sur, no se producen adelantos de obras en este caso.

⁽¹⁾ MUS\$ 6.639 = Nueva Set Ventanilla 220/60 kV, 120 MVA (5.288,6) + Polo de reserva (350,7)

CUADRO N° 25
Sensibilización – Alternativa N° a
Adelanto del plan de obras de la mejor alternativa – Alternativa N° 5
(Ampliación Chavarria y Barsi: Cambio 120x180 y 85x120 MVA año 2000)

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------|
| 2000 | Cambio 1° y 2° Trafo Chavarria 120x180 MVA + 1 polo de 60 MVA de reserva Cambio 1° y 2° Trafo Barsi 85x120 MVA + 1 polo de 40 MVA de reserva (ex Chavarria) 2° Trafo Caudivilla 25 MVA | | 3 931.0 |
| | | | 418.0 |
| | | | 752.0 |
| | | 4° Cable S. Rosa - Tacna | 900.0 |
| | | E/S Mirones - Pando | 1 057.7 |
| | | LT. 66 kV Huacho ETECEN - Huacho | 1012.8 |
| 2001 | Cambio 3° Trafo Chavarria 120x180 MVA Cambio 3° Trafo Barsi 85x120 MVA (ex Chavarria) | | 1 704.9 |
| | | | 33.8 |
| | | LT 60 kV Chavarria - Tacna | 1 297.6 |
| | | LT 60 kV Chavarria - Tomás Valle (2°) | 513.5 |
| | | Entrada - Salida Ventanilla | 296.5 |
| 2002 | | LT 220 kV Ventanilla - Barsi | 5 726.3 |
| 2003 | | LT 60 kV Chavarria – Naranjal (2°) | 827.3 |
| 2004 | | LT 60 kV Barsi - Maranga (2°) | 753.9 |
| 2005 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 180 MVA + 1 polo 60 MVA de reserva | | 6 318.1 |
| | | LT 60 kV Ventanilla Nva – Ventanilla | 843.1 |
| | | E/S Nva SET Ventanilla a LT. Pampilla – Oquendo | 368.7 |
| 2006 | | LT 60 kV Tomas Valle – Barsi | 1 156.0 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | | 1.910 |
| 2008 | 2° Trafo 180 MVA Ventanilla Nueva | | 2 599.7 |
| | | LT 60 kV Santa Rosa – C. Grande | 964.3 |
| | | LT 60 kV Ventanilla Nva – Oquendo | 636.9 |
| 2009 | | LT 60 kV Sta. Marina – Oquendo | 1 545.9 |
| 2010 | Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | | 1 559.6 |
| | | LT 60 kV Oquendo – Sta. Marina | 1 545.9 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

El modificar el criterio de respaldo de los bancos de transformadores en los años de ingreso de las obras en los puntos de inyección se aprecia en el cuadro N° 26.

CUADRO N° 26
Efectos más significativos en adelanto de obras de subestaciones de interconexión al modificar el criterio de respaldo de bancos de transformadores

| Obra | Año de Ingreso | |
|-------------------------------------------|-------------------|--------------------|
| | Respaldo vía Polo | Respaldo vía Banco |
| Cambio 1° Transf. 120 x 180 MVA Chavarría | 2003 | 2000 |
| Cambio 1° Transf. 85 x 120 MVA Barsi | 2003 | 2000 |
| Cambio 2° Transf. 120 x 180 MVA Chavarría | 2005 | 2000 |
| Cambio 2° Transf. 85 x 120 MVA Barsi | 2005 | 2000 |
| Cambio 3° Transf. 120 x 180 MVA Chavarría | 2008 | 2001 |
| Cambio 3° Transf. 85 x 120 MVA Barsi | 2008 | 2001 |
| Nva. S/E Ventanilla 220/60 120 MVA | 2010 | 2005 |

El VAC resultante de adelantar el plan de obras para aplicar un criterio N-1 estricto es de MUS\$32.925⁽¹⁾ y supera al VAC obtenido en la alternativa N°5 por MUS\$ 6.038⁽²⁾ (un 22% mayor). En este VAC se incluye todas las alteraciones de las fechas de ingreso de obras, tanto en transformadores como en líneas de transmisión.

Esta cifra debe compararse con el monto de pago de compensaciones que eventualmente se cancelaría en el caso de una contingencia “controlable” en alguno de los puntos de inyección. En el Anexo B se entregan los detalles de la estimación del pago por este concepto, ante fallas en subestaciones Chavarría y Barsi.

En el siguiente cuadro se muestran los resultados obtenidos en la estimación de las compensaciones ante contingencia en las subestaciones Chavarría y Barsi y se puede apreciar que en este caso, los valores que se espera pagar por este concepto no son suficientes como para inducir a un cambio de criterio en lo relativo a los puntos

(1) Este VAC es sensibilidad del adelanto del Plan de obras de la mejor alternativa (Alternativa a)
(1) VAC Alternativa N° a – Alternativa N° 5 = 32.925 – 26.887 MUS\$

de inyección.

Incluso suponiendo el caso extremo de la ocurrencia de una falla por año, valorizada a MUS\$ 482,71 (valor máximo), se obtiene un VAC de MUS\$ 31.649 (32.925 – 1.276⁽¹⁾), valor que es superior en MUS\$ 4.762⁽²⁾ al de la alternativa N°5.

Tal como se aprecia en el cuadro N° 27:

CUADRO N° 27
Estimación de Compensaciones en subestaciones Chavarría y Barsi
(Falla de un transformador no simultáneo)

| Año | Chavarría | | | Barsi | | |
|------|------------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|
| | Energía afectada (MWh) | Horas afectadas (hrs) | Compensación (MUS\$) | Energía afectada (MWh) | Horas afectadas (hrs) | Compensación (MUS\$) |
| 2000 | 201,1 | 8 | 5,8 | 58,1 | 4 | 1,7 |
| 2001 | 310,1 | 12 | 362,5 | 105,5 | 8 | 3,0 |
| 2002 | 382,4 | 13 | 482,1 | 212,0 | 12 | 247,8 |

Nota:

- La compensación incluye las pérdidas por contingencia (energía no servida)
- En el anexo B se detalla la compensación de Chavarría y Barsi.

Por lo tanto, el concepto de pagos de compensaciones por efecto de fallas "controlables" por sí solo no justifica modificar el respaldo de los bancos de transformadores (polos de reserva), por un respaldo mediante potencia adicional en transformadores adyacentes, quedando como variable de decisión una eventual multa discrecional en caso de falla "catastrófica" en estos puntos.

b) Aplicar criterio más estricto sólo a las primeras obras, que buscan respaldar la situación especial de la subestación Chavarría

b1) En este caso se procede a adelantar la próxima etapa de ampliación en la

(1) Falla una vez al año, y se actualiza al presente = $482,71 + 482,71/1,14 + 482,71/(1,14)^2 = 1.276$

(1) $[(32.925 - 1.276) - 26.887] = 4.762$ MUS\$

subestación Chavarría al año 2000, con la finalidad de otorgar un respaldo del tipo N-1 estricto. Para el resto de las obras en subestaciones 220/60 kV se mantiene el criterio de respaldo mediante un polo de reserva.

En forma similar al caso anterior, se elige la alternativa N 5 (de menor VAC), para modificarla adelantando el ingreso de la próxima etapa de ampliación de capacidad en la subestación Chavarría. Originalmente esta alternativa consideraba dicha etapa de ampliación en el año 2003.

En estas condiciones el VAC resultante es de MUS\$ 27.688 (ver cuadro N° 30), lo que representa una diferencia de VAC de MUS\$ 801 (un 3,0% de incremento con respecto a la alternativa N° 5 original).

Este valor es superior (aunque de un orden de magnitud similar) a las multas esperadas en caso de una falla “controlable” en subestación Chavarría (Ref. valores indicados en Cuadro N°27).

Mostramos el Plan de obras de la alternativa N° b1, que viene a ser un adelanto en la ampliación de potencia en las SET's Chavarría y Barsi. Tal como se muestra en el cuadro N° 28:

CUADRO N° 28
Sensibilización – Alternativa N° b1
Adelanto del Plan de obras de la Alternativa N° 5
(Ampliación Chavarría: 4° Transformador año 2000)

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|---------------|
| 2000 | 2° Trafo Caudivilla 25 MVA Cambio 1° Trafo 120 x 180 MVA Chavarría + 1 polo de reserva de 60 MVA Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarría) | | 752.0 |
| | | | 2226.2 |
| | | | 385.0 |
| | | 4° Cable S. Rosa – Tacna | 900.0 |
| | | Entrada - Salida Mirones – Pando | 1058.7 |
| | | LT 66 kV Huacho ETECEN – Huacho | 1012.8 |
| 2001 | | LT 60 kV Chavarría - Tomás Valle | 513.5 |
| | | Entrada - Salida SET Ventanilla | 296.5 |
| 2002 | | LT 220 kV Ventanilla – Barsi | 5726.3 |
| 2003 | | LT 60 kV Chavarría – Naranjal | 827.3 |
| 2004 | | LT 60 kV Barsi – Maranga | 753.9 |
| | | LT 60 kV Chavarría – Tacna | 1297.6 |
| 2005 | Cambio 2° Trafo 120 x 180 MVA Chavarría + 1 polo de reserva de 60 MVA Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarría) | | 1704.9 |
| | | | 33.8 |
| 2006 | | LT 60 kV Chavarría - Caudivilla | 1421.9 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | | 1910.3 |
| 2008 | Cambio 3° Trafo 120 x 180 MVA Chavarría Cambio 3° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarría) | LT 60 kV Santa Rosa – Canto Grande | 964.3 |
| | | | 1704.9 |
| | | | 33.8 |
| 2010 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 180 MVA + 1 polo 40 MVA de reserva Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | E/S Nva SET Ventanilla a LT Pampilla – Oquendo | 368.7 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Ventanilla | 843.1 |
| | | | 1559.6 |
| | | | 6318.1 |
| 2011 | | LT. 60 kV Oquendo – Sta. Marina | 1545.9 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

b2) Repitiendo esta sensibilización, pero utilizando como referencia la alternativa N°1 en lugar de la N°5, se obtiene un VAC de MUS\$ 28.187 (ver cuadro N° 30), valor superior en MUS\$ 1.082 al VAC original de la alternativa N° 1, que representa un 4,0% de incremento.

Dicho valor también es superior a las multas esperadas en caso de una falla “controlable” en subestación Chavarría (Ref. valores indicados en Cuadro N°27).

Se muestra el Plan de obras de la alternativa N° b2, que viene a ser un adelanto en la ampliación de potencia en las SET Chavarría en el cuadro N° 29.

CUADRO N° 29
Sensibilización – Alternativa N° b2
Adelanto del Plan de obras de la Alternativa N° 1
(Ampliación Chavarría: 4° Transformador año 2000)

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------|
| 2000 | 2° Trafo Caudivilla 25 MVA 4° Trafo Chavarría 120 MVA | | 752.0 |
| | | | 1969.5 |
| | | 4° Cable S. Rosa - Tacna | 900.0 |
| | | Entrada - Salida Mirones - Pando | 1058.7 |
| | | LT 66 kV Huacho ETECEN - Huacho | 1012.8 |
| 2001 | | LT 60 kV Chavarría - Tomás Valle | 513.5 |
| | | Entrada - Salida SET Ventanilla | 296.5 |
| 2002 | | LT 220 kV Ventanilla - Barsi | 5726.3 |
| 2003 | | LT 60 kV Chavarría – Naranjal | 827.3 |
| 2004 | 4° Trafo Barsi 120 MVA +1 polo de 40 MVA de reserva | | 2479.0 |
| | | LT 60 kV Barsi - Maranga | 753.9 |
| | | LT 60 kV Chavarría - Tacna | 1297.6 |
| 2006 | | LT 60 kV Chavarría - Caudivilla | 1421.9 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | | 1910.3 |
| 2008 | | LT 60 kV Santa Rosa – Canto Grande | 964.3 |
| 2009 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 120 MVA + 1 polo 40 MVA de reserva | | 5639.0 |
| | | E/S Nva SET Ventanilla a LT Pampilla - Oquendo | 368.7 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Ventanilla | 843.1 |
| 2010 | Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | | 1559.6 |
| 2011 | 2° Trafo Ventanilla Nva. 120 MVA | | 2091.5 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Oquendo | 636.9 |
| | | LT. 60 kV Oquendo – Sta. Marina | 1545.9 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

Si se considera que durante el periodo 2000 a 2004 ocurre 1 falla en la subestación Chavarría y esta corresponde a la peor contingencia “controlable”, vale decir, en el año 2002, se debería pagar por efecto de compensaciones la suma de MUS\$ 482,1 que en valor presente equivalen a MUS\$ 371. Al optar por el adelanto de las obras, ya sea de la alternativa N° 5 o N° 1, se evitaría pagar estos MUS\$ 371, obteniéndose los montos indicados en el siguiente cuadro N° 30:

CUADRO N° 30
Sensibilización
Comparación de VAC's de las alternativas N° 1 y 5 con los VAC's de las sensibilizaciones respectivas

| Alternativa Sensibilización | VAC (MUS\$) | Multa Evitable (MUS\$) | VAC – Multa evitable (MUS\$) | Diferencia (MUS\$) |
|----------------------------------------|------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------|
| Alternativa N°1 | 27.105 | | | 219 |
| Alternativa N°5 | 26.887 | | | 0 |
| Sensibilización a | 32.925 | 371 | 32.554 | 5.667 |
| Sensibilización b1 | 27.688 | 371 | 27.317 | 430 |
| Sensibilización b2 | 28.187 | 371 | 27.816 | 929 |

Nota.- En el Anexo E se muestran los flujos de caja con las sensibilidades propuestas.

De acuerdo a los resultados anteriores, el menor valor con respecto a la alternativa N°5 (la de menor VAC) es de MUS\$ 430 (MUS\$27.317 - MUS\$ 26.887) para la sensibilización b1 y MUS\$ 929 (MUS\$ 27.816 – 26.887) para la sensibilización b2. Se puede obtener que el VAC de la sensibilidad b1 es menor al de la sensibilidad b2.

Por otra parte, hay que mencionar que la sensibilización b1 (adelanto de plan de obras de alternativa N°5) presenta dos importantes ventajas frente a la sensibilización

b2 (adelanto de alternativa N°1):

- Mejora considerablemente la confiabilidad de la subestación Barsi, frente a la contingencia de alguna de sus unidades.
- Permite introducir un módulo mayor de potencia (180 MVA). Esto puede presentar beneficios futuros no cuantificados si se logra confirmar la factibilidad de permitir la evolución de los puntos de Chavarría y Barsi a cuatro unidades de 180 MVA. En tal caso, se podría postergar aún más el ingreso de un nuevo punto de inyección (nueva subestación Ventanilla), con el consiguiente beneficio que esto representa.
- Permitirá cambiar los transformadores más antiguos, mostrados en el cuadro N° 31 siguiente:

CUADRO N° 31
Antigüedad de los transformadores 220/60 kV de Chavarría y Barsi

| Subestación | Capacidad(MVA) | Edad del Transformador |
|--------------------|-----------------------|-------------------------------|
| Chavarría | 360 | 22 – 22 – 4 |
| Barsi | 255 | 27 – 34 - 34 |

En estas condiciones, si se valoriza en más de MUS\$ 430 (MUS\$ 27.317 – MUS\$ 26.887) por el beneficio de reducir la probabilidad de ocurrencia de una contingencia catastrófica (“no controlable”), entonces conviene adelantar la próxima etapa de ampliación de capacidad en la subestación Chavarría al año 2000, seleccionando el plan de obras correspondiente a la sensibilización b1, es decir:

- Ejecutar el reemplazo de una unidad de 120 MVA por otra de 180 MVA en la subestación Chavarría (año 2000).

- Reemplazar una unidad de 85 MVA en subestación Barsi por la unidad de 120 MVA retirada de la subestación Chavarría (año 2000).

5.5 Plan de desarrollo de Edelnor S.A.A.

En estas condiciones, se recomienda ejecutar las obras mencionadas a partir de este año (tanto para los sistemas de interconexión AT/AT, transmisión AT y transformación AT/MT), quedando el plan de obras definido por las siguientes inversiones. Tal como se muestra en el cuadro N° 32:

CUADRO N°32
Plan de obras recomendado

| Año | Obras en Subestaciones | Obras en Líneas de Transmisión | Monto (MUS\$) |
|------------|------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------|
| 2000 | 2° Trafo Caudivilla 25 MVA | | 752.0 |
| | 2do Trafo P. Piedra, 25 MVA (respaldo) | | 590,0 |
| | 2do Trafo Oquendo, 25 MVA (respaldo) | | 600,0 |
| | 2do Trafo Ventanilla, 17,2 MVA (respaldo) | | 590,0 |
| | | 4° Cable S. Rosa - Tacna | 900.0 |
| | | Entrada - Salida Mirones - Pando | 1058.7 |
| | | LT 66 kV Huacho ETECEN - Huacho | 1012.8 |
| | Cambio 1° Trafo 120 x 180 MVA Chavarría + 1 polo de reserva de 60 MVA | | 2226.2 |
| | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarría) + 1 polo de reserva de 40 MVA | | 385.0 |
| 2001 | 2do Trafo Naranjal, 25 MVA (respaldo) | | 482,0 |
| | 2do Trafo Huaral, 25 MVA (respaldo) | | 482,0 |
| | 2do Trafo Jicamarca, 25 MVA (respaldo) | | 482,0 |
| | | LT 60 kV Chavarría - Tomás Valle | 513.5 |
| | Entrada - Salida SET Ventanilla | 296.5 | |
| 2002 | 2do Trafo Ancón, 17,2 MVA (respaldo) | | 484,0 |
| | 2do Trafo Zapallal, 17,2 MVA (respaldo) | | 384,0 |
| | 2do Trafo Chancay, 17,2 MVA (respaldo) | | 414,0 |
| | LT 220 kV Ventanilla - Barsi | 5726.3 | |
| 2003 | 2do Trafo Y, 25 MVA (respaldo) | | 415,0 |
| | 3er Trafo St.a. Marina, 25 MVA (respaldo) | | 516,0 |
| | | LT 60 kV Chavarría - Naranjal | 827.3 |
| 2004 | 2do Trafo Barsi, 25 MVA (respaldo) | | 554,0 |
| | 2do Trafo Infantas, 25 MVA (demanda) | | 833,0 |
| | 2do Trafo Pershing, 25 MVA (demanda) | | 801,0 |
| | | LT 60 kV Barsi - Maranga | 753.9 |
| | | LT 60 kV Chavarría - Tacna | 1297.6 |
| 2005 | Cambio 2° Trafo 120 x 180 MVA Chavarría + 1 polo de reserva de 60 MVA | | 1704.9 |
| | Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarría) | | 33.8 |
| 2006 | | LT 60 kV Chavarría - Caudivilla | 1421.9 |
| 2007 | Cambio 1° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa + 1 polo de 40 MVA de reserva | | 1910.3 |
| 2008 | | LT 60 kV Santa Rosa - Canto Grande | 964.3 |
| | Cambio 3° Trafo 120 x 180 MVA Chavarría | | 1704.9 |
| | Cambio 3° Trafo 85 x 120 MVA Barsi (Trafo Chavarría) | | 33.8 |
| 2010 | Nva. S/E Ventanilla 220/60 kV 180 MVA + 1 polo 40 MVA de reserva | | 6318.1 |
| | | E/S Nva SET Ventanilla a LT Pampilla - Oquendo | 368.7 |
| | | LT. 60 kV Ventanilla Nva - Ventanilla | 843.1 |
| | Cambio 2° Trafo 85 x 120 MVA Santa Rosa | | 1559.6 |
| 2011 | | LT. 60 kV Oquendo - Sta. Marina | 1545.9 |

Nota: Los costos se detallan en los anexos F y G.

Debido a que en la actualidad Luz del Sur cuenta con potencia firme disponible, se considera que los problemas de respaldo de Santa Rosa se pueden solucionar utilizando esta potencia. Sin embargo, para poder tener la seguridad de contar con este respaldo cuando sea necesario, se requiere la formalización de algún convenio de operación que regule tal situación.

CONCLUSIONES

Conclusiones:

- Poder conocer el estado actual de los las redes en transmisión de EDELNOR S.A.A., detectando los puntos débiles de dichas redes
- Se ha encontrar el mejor Plan técnico - económico (por medio del menor Valor Actual de Costos – VAC) que garantice el abastecimiento de la demanda para el periodo de mediano plazo 2000-2004 y se ha definido el Plan de Obras para el largo plazo 2000-2011.
- Todo proyecto debe estar encaminado dentro de los niveles adecuados a la calidad del servicio. Tal como exige la legislación vigente (Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctrico – NTCSE).
- Dentro del Plan de obras la ejecución de la línea Chavarria – Tomás Valle es mejor que la alternativa de hacer Barsi – Tomás Valle, para resolver un problema de contingencia simple, privilegiando los puntos actuales de inyección (Chavarria, Barsi y Santa Rosa en 220/60 kV) antes de incorporar un nuevo punto de inyección (Nueva Ventanilla 220/60kV).

Recomendaciones:

- Todo proyecto que se quiera ejecutar en la transmisión debe estar comprendido dentro del plan de Obras
- Elaborar un estudio para obtener respaldo ante una fallas en las Subestaciones que se encuentren en el limite con Luz de Sur. Ejemplo:

| <u>Subestaciones de Edelnor</u> | <u>Subestaciones de Luz del Sur</u> |
|---------------------------------|-------------------------------------|
| Santa Rosa Edelnor | Santa Rosa |
| Canto Grande | Huachipa |
| Tacna | Jose Galvez y |
| Pershing | San Isidro. |

Para poder tener la seguridad de contar con el respaldo cuando sea necesario.

Actualmente se esta formalizando un convenio entre las dos empresa de distribución de Lima.

- Actualmente no existe problemas del consumo de reactivo (energía reactiva), y como se ha supuesto que los flujos de potencia reactiva se compensan en la medida que se requieran, se deberá presentar un estudio especifico que permitan un plan de inversiones para la compensación reactiva en el sistema de Edelnor S.A.A.
- Homogenizar el uso de un sistema computacional dentro de la empresa Edelnor S.A.A. y la Gerencia de Procesos Tecnicos – Subgerencia Planificacion y estudios de redes en Chilectra S.A. del grupo de empresas del Holding Endesa

ANEXO A

CARACTERISTICAS DE LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES

A.1: Características de las líneas de transmisión

A.2: Características de las Subestaciones

A.3: Características de la compensación reactiva

ANEXO A.1

Características de las líneas de Transmisión

| Nombre | Línea | Tensión | Longitud | | Conductor | | | Limite por |
|------------------------------------|---------------|---------|----------------|-------|----------------------------|----------------|---------------|--------------|
| | | (kV) | (Km) | Tramo | Sección (mm ²) | Corr. Perm (A) | Corr. Máx (A) | T. Corr. (A) |
| LIMA – CALLAO | | | | | | | | |
| Chavarría – Barsi | L - 2005 | 220 | 3,160 | aéreo | 491 AA | 860 | 990 | 720 |
| Chavarría – Barsi | L - 2006 | 220 | 2,794 | aéreo | 491 AA | 860 | 990 | 720 |
| Chavarría – Barsi | L - 2005/2006 | 220 | 5,300 | aéreo | 491 AA | 860 | 990 | 720 |
| Chavarría – Barsi | L - 2005 | 220 | 1,000 | subte | 1 200 Cu | 880 | 1030 | 720 |
| Chavarría – Barsi | L - 2006 | 220 | 1,000 | subte | 1 200 Cu | 880 | 1030 | 720 |
| Sub-Total | | | 18,554 | | | | | |
| Sta. Rosa – Tacna | L - 607 | 60 | 2,880 | subte | 120 Cu | 222 | 300 | |
| Sta. Rosa – Tacna | L - 608 | 60 | 2,880 | subte | 120 Cu | 222 | 300 | |
| Sta. Rosa – Tacna | L - 614 | 60 | 2,785 | subte | 400 Cu | 411 | 505 | |
| Sta. Rosa - T1 Derv C. Grande | L - 696 | 60 | 0,253 | subte | 500 Cu | 750 | 1045 | |
| Sta. Rosa - T1 Derv C. Grande | L - 695 | 60 | 0,253 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| T1 Derv C. Grande-Derv C. Grande | L - 695/696 | 60 | 6,697 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Derv C. Grande – Jicamarca | L - 695/696 | 60 | 8,130 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Derv C. Grande - C. Grande | L - 695 | 60 | 1,135 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Derv C. Grande - C. Grande | L - 696 | 60 | 0,947 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Sta. Rosa Ant. - Sta. Rosa N. | L - 701 | 60 | 0,167 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Sta. Rosa Ant. - Sta. Rosa N. | L - 701 | 60 | 0,081 | aéreo | 297 AA | 540 | 660 | |
| Barsi – Pershing | L - 615 | 60 | 1,020 | subte | 325 Cu | 580 | 670 | |
| Barsi – Pershing | L - 615 | 60 | 1,604 | subte | 304 Cu | 530 | 600 | |
| Barsi – Maranga | L - 616 | 60 | 1,020 | subte | 325 Cu | 580 | 670 | |
| Barsi – Maranga | L - 615/616 | 60 | 2,316 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Maranga – Pershing | L - 646/615 | 60 | 3,967 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Maranga – Pershing | L - 646 | 60 | 1,604 | subte | 304 Cu | 530 | 600 | |
| Barsi – Pando | L - 661 | 60 | 0,928 | subte | 600 Cu | 700 | 750 | 720 |
| Barsi – Pando | L - 662 | 60 | 0,928 | subte | 600 Cu | 700 | 750 | |
| Barsi – Pando | L - 661 | 60 | 1,257 | subte | 600 Cu | 700 | 750 | |
| Barsi – Pando | L - 662 | 60 | 1,257 | subte | 600 Cu | 700 | 750 | |
| Barsi – Pando | L - 661 | 60 | 1,176 | subte | 600 Cu | 700 | 750 | |
| Barsi – Pando | L - 662 | 60 | 1,176 | subte | 600 Cu | 700 | 750 | |
| Barsi – Pando | L - 661/662 | 60 | 5,104 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Barsi - Sta. Marina | L - 623 | 60 | 4,126 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Barsi - Sta. Marina | L - 624 | 60 | 3,815 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Sta. Marina – Maranga | L - 645 | 60 | 5,568 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Chavarría – Mirones | L - 621 | 60 | 1,225 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Chavarría – Mirones | L - 622 | 60 | 1,237 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Chavarría – Mirones | L - 621/622 | 60 | 5,755 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Chavarría – Derv. T. Valle | L - 617/618 | 60 | 3,722 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Derv. T. Valle – T. Valle | L - 617/699 | 60 | 3,092 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Derv. T. Valle - Oquendo | L - 618/699 | 60 | 4,448 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Chavarría – Derv. Caudivilla | L - 625/636 | 60 | 7,842 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Derv. Caudivilla – Caudivilla | L - 625/625 | 60 | 5,839 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Derv. Caudivilla – Derv. P. Piedra | L - 625/636 | 60 | 6,908 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | 360 |
| Derv. P. Piedra - Zapallal | L - 625/686 | 60 | 5,806 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | 360 |
| Derv. P. Piedra – P. Piedra | L - 636/636 | 60 | 0,346 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | 360 |
| Chavarría - Infantas | L - 697 | 60 | 6,969 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Chavarría - Naranjal | L - 698 | 60 | 4,023 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Naranjal – Infantas | L - 692 | 60 | 3,901 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Zapallal - Ventanilla | L - 650/651 | 60 | 4,417 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Ventanilla – La Pampilla | L - 651 | 60 | 5,795 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Oquendo - La Pampilla | L - 652 | 60 | 6,539 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Sub-Total | | | 214,373 | | | | | |
| Zapallal – Ancón | L - 310 | 30 | 0,868 | aéreo | 125 AA | 170 | 200 | |
| Zapallal – Ancón | L - 310 | 30 | 8,732 | aéreo | 33,6 Cu | 170 | 200 | |
| Sub-Total | | | 9,600 | | | | | |
| TOTAL | | | 242,514 | | | | | |
| NORTE CHICO | | | | | | | | |
| Paramonga – Huacho | L - 694 | 66 | 53,270 | aéreo | 152 AA | 250 | 290 | |
| Derivación a Supe | L - 693 | 66 | 1,643 | aéreo | 304 AA | 540 | 660 | |
| Sub-Total | | | 54,913 | | | | | |
| Zapallal – Chancay | L - 669 | 60 | 34,896 | aéreo | 126,7 AA | 300 | 370 | 150 |
| Zapallal - Fict. Huaral | L - 670 | 60 | 34,896 | aéreo | 126,7 AA | 300 | 370 | 150 |
| Fict. Huaral – Huaral | L - 670 | 60 | 14,104 | aéreo | 107,3 AA | 250 | 290 | 150 |
| Chancay – Huaral | L - 671 | 60 | 14,104 | aéreo | 107,3 AA | 250 | 290 | 150 |
| Derivación a Ancón | L - 691 | 60 | 1,563 | aéreo | 120 AA | 300 | 370 | 150 |
| Sub-Total | | | 99,563 | | | | | |
| Total | | | 154,476 | | | | | |

ANEXO A.2

Características de las Subestaciones

| SUBESTACION | RELACION | NUMERO | POTENCIA | MAX. DEMANDA |
|----------------------|-------------|---------------|----------------|--------------|
| | TRANSF (kV) | UNIDADES | INST. (MVA) | 1999 (MVA) |
| LIMA - CALLAO | | | | |
| 1 Barsi | 220/60 | 3x85 | 255,00 | 187,50 |
| 2 Chavarría | 220/60 | 3x120 | 360,00 | 319,80 |
| 3 Sta. Rosa Nueva | 220/60 | 2x85 | 170,00 | 163,70 |
| Sub-Total | | | 785,00 | |
| 4 Zapallal | 60/30 | 1x17,2 | 17,20 | 6,70 |
| Sub-Total | | | 17,20 | |
| (*) Barsi | 60/10 | 2x25 | 50,00 | 46,00 |
| 5 C. Grande | 60/10 | 2x25 | 50,00 | 28,60 |
| 6 Caudivilla | 60/10 | 1x25 | 25,00 | 26,60 |
| (*) Chavarría | 60/10 | 3x25 | 75,00 | 69,90 |
| 7 Infantas | 60/10 | 2x25 | 50,00 | 54,00 |
| 8 Jicamarca | 60/10 | 1x25 | 25,00 | 13,10 |
| 9 Maranga | 60/10 | 2x25 | 50,00 | 28,40 |
| 10 Mirones | 60/10 | 3x25 | 75,00 | 68,60 |
| 11 Naranjal | 60/10 | 1x25 | 25,00 | |
| 12 Oquendo | 60/10 | 1x25 | 25,00 | 25,60 |
| 13 Pando | 60/10 | 2x25 | 50,00 | 37,50 |
| 14 Pershing | 60/10 | 2x25 | 50,00 | 47,80 |
| 15 Santa Marina | 60/10 | 2x25 | 50,00 | 39,10 |
| (*) Sta. Rosa Vieja | 60/10 | 2x25 + 2x17,2 | 84,40 | 62,00 |
| 16 Tacna | 60/10 | 3x25 | 75,00 | 67,9 |
| 17 Tomás Valle | 60/10 | 2x25 | 50,00 | 34,50 |
| 18 Ventanilla | 60/10 | 1x17,2 | 17,20 | 9,90 |
| (*) Zapallal | 60/10 | 1x17,2 | 17,20 | 7,40 |
| 19 Ancón | 60/10 | 1x8,7 | 8,75 | 5,20 |
| 20 P. Piedra | 60/10 | 1x25 | 25,00 | 15,60 |
| Sub-Total | | | 877,55 | |
| NORTE CHICO | | | | |
| 21 Huacho | 66/10 | 1x25 | 25,00 | 14,80 |
| 22 Supe | 66/10 | 1x14 | 17,00 | 11,00 |
| Sub-Total | | | 42,00 | |
| 23 Huaral | 60/10 | 1x25 | 25,00 | 8,0 |
| 24 Chancay | 60/10 | 1x6 | 6,00 | 5,70 |
| Sub-Total | | | 31,00 | |
| (*) Ancón | 30/10 | 2x3 | 6,00 | 6,70 |
| TOTAL | | | 1758,75 | |

(*) SET contabilizado líneas arriba

ANEXO A.3
Compensación Reactiva

| SET's | BANCOS CAPACITORES | MVAR | PUESTA EN SERVICIO |
|------------------|-------------------------------|--------------|-------------------------------|
| Existente | | | |
| T. Valle | 2x4,8 | 7,2 | Jun - Jul 98 |
| Ventanilla | 1x4,8 | 3,6 | Jun - 98 |
| Pershing | 4x4,8 | 14,4 | Jun - Jul 98 |
| Pando | 2x4,8 | 7,2 | Jul - 98 |
| Zapallal | 1x4,8 | 3,6 | Jul - 98 |
| Maranga | 2x4,8 | 7,2 | Jul - 98 |
| Huaral | 1x4,8 | 3,6 | Jul - Ago 98 |
| Huacho | 1x4,8 | 3,6 | Jul - Ago 98 |
| Chancay | 1x4,8 | 3,6 | Jul - Ago 98 |
| Mirones | 2x4,8 | 9,6 | Oct - 99 |
| Tacna | 3x4,8 | 14,4 | Oct - Mar 00 |
| Sta. Rosa | 2x4,8 | 9,6 | Oct - 99 |
| Cto. Grande | 2x4,8 | 9,6 | Oct - 99 |
| Infantas | 1x4,8 | 4,8 | Set - 99 |
| Oquendo | 1x4,8 | 4,8 | Nov - 99 |
| Supe | 1x2,4 | 2,4 | Abr. - 00 |
| Total | | 109,2 | |

SVC en SET Chavarría: 20 reactivo, 40 capacitivo

ANEXO B

**CALCULO DE COMPENSACION ANTE CONTINGENCIA EN PUNTOS DE
INTERCONEXION**

Ante deficiencias en la calidad de servicio, la reglamentación que regula el sector eléctrico plantea el pago de compensaciones a los clientes afectados y faculta a la Autoridad para aplicar multas a la Compañía responsable.

Respecto de las multas, en general no se especifican algoritmos ni metodologías de cálculo, siendo difícil estimar su cuantía y las circunstancias precisas de aplicación.

En el caso de las compensaciones, se debe distinguir entre dos situaciones a analizar para determinar el monto correspondiente:

a) Falla “Controlable”

Por un lado está el caso de una falla “controlable”, es decir, donde se restituye el servicio a los clientes en plazos no excesivos (no más de algunos días) y donde es posible realizar un proceso de racionamiento programado que permita reducir los tiempos individuales de interrupción de suministro a cada cliente.

En tal caso el pago de compensaciones se rige por la siguiente fórmula

$$\text{Compensación} = e * E * \text{ENS}$$

Donde:

- e = Compensación unitaria (0,95 US\$/kWh)
- E = Factor relativo a los indicadores de calidad de suministro
- ENS = Energía no suministrada a cada cliente, calculada de forma aproximada.

Por este concepto las compensaciones pueden alcanzar montos de algunas centenas de miles de dólares.

b) Falla “Catastrófica”

Por otro lado está el caso de las fallas catastróficas, que quedan fuera de control por un plazo superior a varios días.

Se estima que en este caso las compensaciones podrían ascender a valores superiores a los 10 millones de dólares y adicionalmente se quedaría expuesto a las eventuales multas discrecionales, que pueden elevarse varias veces sobre el monto anterior.

A continuación se entregan los detalles del cálculo de una eventual compensación producto de una falla “controlable” (caso a), en subestaciones Chavarría y Barsi.

Para ello se utilizó el siguiente procedimiento:

- Se simuló por medio del programa WINFLU de flujo de carga, la contingencia correspondiente que se desea estudiar, determinando la potencia que circula por las unidades que permanecen en servicio.
- Se utilizó la curva de carga diaria típica de cada punto de inyección, escalada a la demanda determinada en el punto anterior. Se integró el área sobre la curva diaria que supera la potencia nominal de las unidades del punto afectado que permanecen en servicio.
- En caso que la falla en un punto de inyección provoque sobrecarga en otro punto, se repite el procedimiento en éstos.

En el siguiente gráfico se muestra una curva de carga diaria típica de un transformador de la subestación Chavarría, donde se señala la energía afectada ante una falla que saque de servicio al transformador. Se muestra a modo de ejemplo, la situación estimada para el año 2000. La máxima potencia a servir en contingencia

simple es de 240 MVA (2 transformadores de 120 MVA).

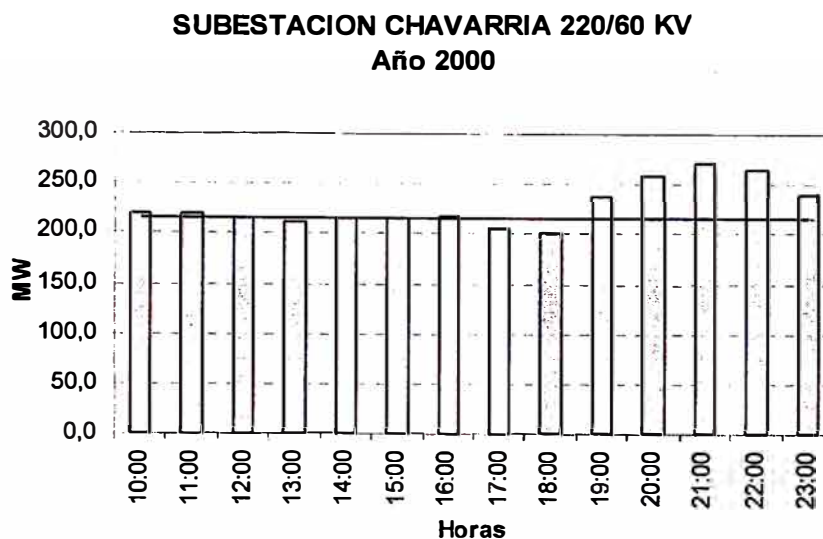


Figura B1: Estimación de la energía a racionar en caso de falla de un transformador de subestación Chavarría

La siguiente tabla muestra los resultados de las compensaciones, obtenidos con este procedimiento.

CUADRO N° B1
Estimación de Compensaciones en subestaciones Chavarría y Barsi
(Falla de un transformador no simultáneo)

| Año | Chavarría | | | Barsi | | |
|------|------------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|
| | Energía afectada (MWh) | Horas afectadas (hrs) | Compensación (MUS\$) | Energía afectada (MWh) | Horas afectadas (hrs) | Compensación (MUS\$) |
| 2000 | 201,1 | 8 | 5,8 | 58,1 | 4 | 1,7 |
| 2001 | 310,1 | 12 | 362,5 | 105,5 | 8 | 3,0 |
| 2002 | 382,4 | 13 | 482,1 | 212,0 | 12 | 247,8 |

ANEXO C

ESTIMACION DE COMPENSACIONES ANTE CONTINGENCIA EN

TRANSFORMACION AT/MT

Priorizar el ingreso de nuevos transformadores para el sistema de transformación AT/MT; por el efecto de la compensación de la Norma Técnica de la Calidad

Objetivo:

- Cuantificar los montos de compensación en caso de ocurrir una falla (Contingencia N-1) en cualquiera de la Subestaciones de AT/MT.
- Priorizar, por montos de compensación, en que Subestaciones se deberá para cumplir con el criterio de contingencia N-1.
- Determinar las inversiones en cada Subestación AT/MT que permita el abastecimiento de la demanda con niveles adecuados de calidad de servicio.

Premisas:

- Considerar: Un día de la semana como el día de falla por mantenimiento correctivo (día útil), con una duración de 26 horas para la reposición del servicio.
- Considerar: Un domingo como el día de mantenimiento preventivo, con una duración de 8 horas para la reposición del servicio.
- Proyección de las máximas demandas de cada Set's, para el periodo 2000-2009, año base 1999, incluye ingreso de nuevas Set's y traslados de carga.
- Apoyo a través de MT con traslados de carga entre los alimentadores cercanos.
- La sobrecarga de los transformadores ante una contingencia (Potencia máxima instalada N-1) es de +10% de su valor nominal.
- Margen tarifario: 0,0289 US\$/kWh
- Compensación unitaria (3era. Etapa): 0,95 US\$/kWh

Proyección de las demandas máximas por Set's

Con la información histórica de cada Set's en MVA se proyecta, con datos

estadísticos como el crecimiento poblacional y el PBI. Tal como se mostró en el cuadro N° 4.

Estudio de diagramas típicos de cada Subestación:

Se recopila los registros de potencia (kW) versus tiempo (horas) de cada Subestación del día útil para el mantenimiento preventivo y el día domingo para el mantenimiento preventivo.

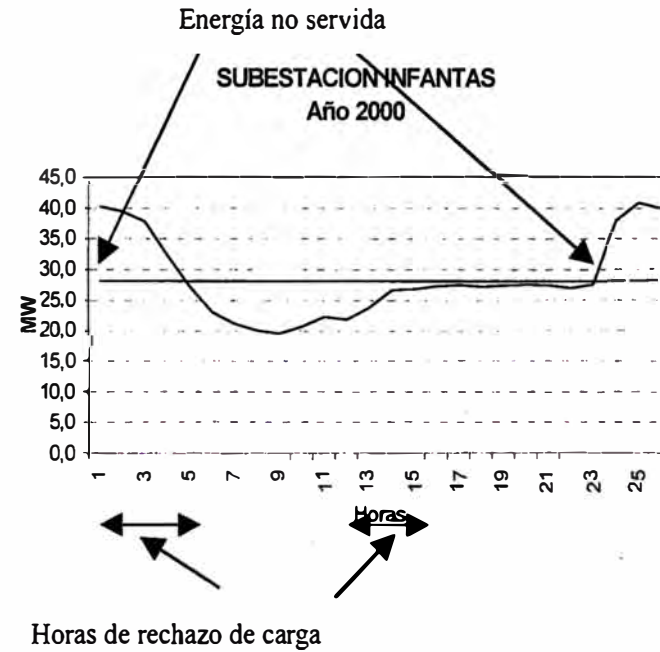
A continuación se muestra por ejemplo la Subestación Infantas 60/10 kV. Con los comportamientos siguientes:

- Diagrama de carga para un día útil de la determinada Set.
- Diagrama de carga mantenimiento correctivo con una duración de 26 horas, la demanda mostrara los casos cuando cuenta o no apoyo en MT y además se apreciara la potencia máxima instalada ante una contingencia (N-1). El gráfico N° C 1 nos permite observar el diagrama típico de un día útil y el diagrama útil también, mostrando, si lo hubiera, energía no servida (energía por encima del tope por la potencia sobrecargada, ante una contingencia simple), y las horas de duración para la Set Infantas 60/10 kV que tomamos como ejemplo.

GRAFICO N° C 1

Diagrama de carga en energía de un día útil - SET Infantas 60/10 kV. y

Diagrama que incluye el limite de potencia sobrecargada ante una contingencia por mantenimiento correctivo.



De la misma forma se determinan los diagramas de carga de cada Subestación, y se obtiene un resumen donde se puede extraer las horas y la cantidad de energía para cada mantenimiento respectivo y sobre todo las compensaciones (si las hubiera), en cada una de ellas, permitiendo obtener un criterio de priorización en cada Set's. Se puede observar que aquellas Set's donde solo disponen una sola unidad de transformación será toda las horas y energía para los días analizados. En el caso que tengan dos o más transformadores durante una contingencia trabajaran con una sobrecarga de +10% de su valor nominal, y las horas y valores de energía dependerán de la energía dejada de vender.

A continuación se muestra como ejemplo para la Subestación Infantas 60/10 kV, el cálculo de la compensación en MUS\$ (Ver cuadro N° C 1), para un determinado periodo de años (1999 – 2009).

Del cuadro mostrado se puede obtener las siguientes conclusiones:

El Compensar ante falla de un Transformador de potencia (con o sin apoyo en MT):

- 1 Potencia instalada**, potencia en MVA de cada Set en el periodo y depende del crecimiento vegetativo.
- 2 Potencia instalada en N-1**, potencia en MVA resultante ante una contingencia. El transformador trabajara con una Sobrecarga del 10% de su valor nominal.
- 3 Máxima demanda**, es la proyección en MVA de cada Set.
- 4 Apoyo en MT**, la capacidad en MVA de poder trasladar a través de alimentadores parte de la carga de una Set a otra.
- 5 Factor de utilización**, es la relación entre la máxima demanda y la potencia instalada, nos indica la capacidad de actual cada Set.
- 6 Incremento de potencia instalada**, con la condición anterior si el porcentaje es mayor que el establecido, determinara el incremento de potencia, que el mismo valor en MVA del transformador actual.
- 7 Transformadores adicionales**, nos muestra en que año ingresara un nuevo transformador en la Set analizada. Depende de la sobrecarga (factor de utilización) de la Set por crecimiento vegetativo.

8 Mantenimiento:

Energía no servida, del mantenimiento de preventivo de un transformador, viene a ser la energía no servida durante 8 horas en MWh.

Pérdidas por mantenimiento, la energía por el mantenimiento (del diagrama del domingo) y con el margen tarifario se determina el monto que se deja de percibir en MUS\$.

Horas no servidas, duración del mantenimiento (sí lo existiera). Dato para el indicador de calidad (E).

Depende de la cantidad de transformadores que tenga la Set y si ante el mantenimiento preventivo de una de ellas se rechazará o no carga.

9 Contingencia:

Energía no servida, del mantenimiento correctivo de un transformador, viene a ser la energía no servida durante las 26 horas en MWh.

Pérdidas por contingencia, la energía ante una contingencia N-1 (del diagrama de un día útil) y con el margen tarifario se determina el monto dejado también de percibir en MUS\$.

Horas no servidas, duración de la contingencia (sí lo existiera). Dato para el indicador de calidad (E).

Depende de la cantidad de transformadores que tenga la Set y si ante el mantenimiento correctivo de una de ellas se rechazará o no carga.

10 Compensación:

Indicador de Calidad, dependerá si existen horas no servidas en mantenimiento preventivo y correctivo. Este indicador determinara si existe compensación.

Compensación a usuarios, es el pago por la aplicación de la NTCSE en caso de sobrepasar los valores permitidos por dicha norma.

El procedimiento para el calculo de la compensación esta establecido en el documento de los criterios de inversión.

$$\text{Compensación} = \text{ENS} \times E \times e$$

Donde:

ENS, es la energía no servida.

E, el indicador de calidad.

E, la compensación unitaria (tercera etapa)

Lo que se puede notar son las considerables compensaciones en las Set's donde solo existe un transformador.

11 Pérdida Total, es la acumulación de las pérdidas por mantenimiento, contingencia y compensación (sí lo existiera).

Se muestra los 2 casos con y sin apoyo en MT ante una contingencia en SET's 60/10 kV. Tal como se muestran en los cuadros C.2 y C 3.

La metodología utilizada en este caso es similar a la indicada en el Anexo B y los resultados obtenidos se indican detalladamente durante los años 2000-2004.

12 Inversión, muestra en que año y el monto aproximado en que se requiere hacer la inversión por crecimiento vegetativo (debe ser un año antes del año que se estime la sobrecarga) en MUS\$. El resumen de las inversiones posibles en cada Set se muestran en el cuadro C 4.

CUADRO N° C 2

Compensación ante la falla de un transformador de potencia. Condición: con apoyo de MT

| SET's (60/10 kV) | POTENCIA INSTALADA (MVA) | MAXIMA DEMANDA (MVA) | CAP. DE TRASLADO (MVA) | ANTIGÜEDAD TRAFOS (AÑOS) | PERDIDA TOTAL (MUS\$) | | | | |
|---------------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| ANCON (*) | 8,75 | 6,2 | 0,9 | 28 | 303,91 | 323,39 | 341,61 | 365,99 | 391,86 |
| BARSI | 50,00 | 42,6 | 14,8 | 5-5 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,23 | 26,55 |
| Y | 25,00 | 0,0 | 0,0 | | 1167,48 | 1206,91 | 1240,17 | 1290,84 | 1343,45 |
| CANTO GRANDE | 50,00 | 28,1 | 3,1 | 10-18 | 0,00 | 0,11 | 0,34 | 0,65 | 1,08 |
| CAUDIVILLA | 25,00 | 22,2 | 6,5 | 7 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| CHAVARRIA | 75,00 | 58,5 | 5,8 | 4-5-37 | 0,04 | 0,32 | 0,65 | 1,16 | 1,73 |
| INFANTAS | 50,00 | 43,4 | 7,5 | 35-38 | 1,21 | 1,47 | 1,70 | 2,03 | 0,00 |
| JICAMARCA | 25,00 | 11,9 | 7,8 | 4 | 243,90 | 284,02 | 322,41 | 372,68 | 426,45 |
| MARANGA | 50,00 | 26,9 | 9,4 | 16-3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,12 |
| MIRONES | 75,00 | 64,2 | 9,6 | 7-10-32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| NARANJAL | 25,00 | 15,4 | 7,8 | | 410,09 | 455,60 | 498,55 | 555,51 | 616,14 |
| OQUENDO | 25,00 | 15,4 | 2,0 | 5 | 1105,83 | 1161,09 | 1210,49 | 1280,11 | 1353,13 |
| PANDO | 50,00 | 32,4 | 14,0 | 10-3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| PERSHING | 50,00 | 43,1 | 11,7 | 18-37 | 0,55 | 0,79 | 1,02 | 1,44 | 0,00 |
| PUENTE PIEDRA | 25,00 | 14,9 | 1,9 | 3 | 1081,77 | 1145,27 | 1203,89 | 1283,42 | 1367,50 |
| SANTA MARINA | 50,00 | 36,7 | 8,7 | 23-24 | 0,10 | 0,26 | 0,43 | 0,71 | 40,20 |
| SANTA ROSA | 84,40 | 58,5 | 5,7 | 26-41-64-64 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TACNA | 75,00 | 62,3 | 6,6 | 40-37-18 | 0,10 | 0,17 | 0,22 | 0,34 | 0,47 |
| TOMAS VALLE | 50,00 | 36,3 | 12,2 | 5-5 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,35 | 0,70 |
| VENTANILLA | 17,20 | 9,6 | 0,0 | 45 | 587,77 | 622,96 | 656,28 | 700,34 | 747,29 |
| ZAPALLAL | 17,20 | 6,4 | 1,4 | 45 | 277,41 | 296,97 | 315,27 | 339,76 | 365,75 |
| HUACHO | 25,00 | 13,6 | 0,0 | 3 | 842,11 | 872,25 | 898,02 | 936,53 | 976,59 |
| CHANCAY | 6,00 | 4,2 | 0,0 | 34 | 287,03 | 296,72 | 304,90 | 317,36 | 330,29 |
| HUARAL | 25,00 | 7,2 | 0,0 | 38 | 497,39 | 514,19 | 528,35 | 549,94 | 572,36 |
| SUPE | 17,00 | 3,2 | 0,0 | 3 | 160,33 | 165,42 | 169,65 | 176,24 | 183,07 |

CUADRO N° C 3

Compensación ante la falla de un transformador de potencia. Condición: sin apoyo de MT

| SET's (60/10 kV) | POTENCIA INSTALADA (MVA) | MAXIMA DEMANDA (MVA) | CAP. DE TRASLADO (MVA) | ANTIGÜEDAD TRAFOS (AÑOS) | PERDIDA TOTAL (MUS\$) | | | | |
|---------------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| ANCON (*) | 8,75 | 6,2 | 0,0 | 28 | 348,67 | 368,15 | 386,37 | 410,75 | 436,62 |
| BARSI | 50,00 | 42,6 | 0,0 | 5-5 | 169,14 | 416,91 | 458,29 | 525,45 | 649,90 |
| Y | 25,00 | 0,0 | 0,0 | | 1167,48 | 1206,91 | 1240,17 | 1290,84 | 1343,45 |
| CANTO GRANDE | 50,00 | 28,1 | 0,0 | 10-18 | 0,29 | 0,54 | 0,81 | 1,23 | 1,67 |
| CAUDIVILLA | 25,00 | 22,2 | 0,0 | 7 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,27 | 0,53 |
| CHAVARRIA | 75,00 | 58,5 | 0,0 | 4-5-37 | 0,77 | 1,17 | 1,53 | 2,12 | 2,73 |
| INFANTAS | 50,00 | 43,4 | 0,0 | 35-38 | 180,93 | 214,35 | 242,53 | 302,12 | 0,00 |
| JICAMARCA | 25,00 | 11,9 | 0,0 | 4 | 627,81 | 667,92 | 706,31 | 756,59 | 810,36 |
| MARANGA | 50,00 | 26,9 | 0,0 | 16-3 | 0,02 | 0,10 | 0,94 | 1,21 | 1,55 |
| MIRONES | 75,00 | 64,2 | 0,0 | 7-10-32 | 0,38 | 34,33 | 50,08 | 93,27 | 141,21 |
| NARANJAL | 25,00 | 15,4 | 0,0 | | 772,90 | 818,40 | 861,36 | 918,32 | 978,95 |
| OQUENDO | 25,00 | 15,4 | 0,0 | 5 | 1261,26 | 1316,52 | 1365,92 | 1435,54 | 1508,56 |
| PANDO | 50,00 | 32,4 | 0,0 | 10-3 | 65,36 | 77,98 | 102,89 | 138,92 | 199,22 |
| PERSHING | 50,00 | 43,1 | 0,0 | 18-37 | 224,84 | 261,03 | 325,57 | 414,75 | 0,00 |
| PUENTE PIEDRA | 25,00 | 14,9 | 0,0 | 3 | 1224,68 | 1288,18 | 1346,80 | 1426,33 | 1510,40 |
| SANTA MARINA | 50,00 | 36,7 | 0,0 | 23-24 | 89,97 | 100,27 | 134,74 | 187,85 | 237,57 |
| SANTA ROSA | 84,40 | 58,5 | 0,0 | 26-41-64-64 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,18 |
| TACNA | 75,00 | 62,3 | 0,0 | 40-37-18 | 34,72 | 44,99 | 52,25 | 69,56 | 87,19 |
| TOMAS VALLE | 50,00 | 36,3 | 0,0 | 5-5 | 132,96 | 171,65 | 218,03 | 302,64 | 389,48 |
| VENTANILLA | 17,20 | 9,6 | 0,0 | 45 | 587,77 | 622,96 | 656,28 | 700,34 | 747,29 |
| ZAPALLAL | 17,20 | 6,4 | 0,0 | 45 | 350,20 | 369,76 | 388,07 | 412,55 | 438,54 |
| HUACHO | 25,00 | 13,6 | 0,0 | 3 | 842,11 | 872,25 | 898,02 | 936,53 | 976,59 |
| CHANCA Y | 6,00 | 4,2 | 0,0 | 34 | 287,03 | 296,72 | 304,90 | 317,36 | 330,29 |
| HUARAL | 25,00 | 7,2 | 0,0 | 38 | 497,39 | 514,19 | 528,35 | 549,94 | 572,36 |
| SUPE | 17,00 | 3,2 | 0,0 | 3 | 160,33 | 139,84 | 143,42 | 148,99 | 154,76 |

CUADRO N° C 4
Inversiones de las SET's 60/10 kV por confiabilidad N-1

| SETS | Nivel de Tensión Tipo Simple o Doble Barra (S oD) | | | | Celda Línea 60 kV | Celda Trafo 60 kV | Celda Acopl. 60 kV | Trafo 25 MVA 60/10 kV | Trafo 17,2 MVA 60/10 kV | Celda Trafo 10 kV | Celda Acopl. 10 kV | Celda Alim. 10 kV | Costo Total Set (MUS\$) |
|---------------|------------------------------------------------------|----------|------------|----------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------------|
| | Lado 60 kV | | Lado 10 kV | | | | | | | | | | |
| ANCON | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 483,6 |
| BARSI | DB | Interior | DB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 553,7 |
| INDUSTRIAL | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 481,8 |
| CANTO GRANDE | SB | Exterior | SB | Exterior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 463,0 |
| CAUDIVILLA | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | | 585,8 |
| CHAVARRIA | DB | Exterior | SB | Exterior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 485,7 |
| INFANTAS | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | | 585,8 |
| JICAMARCA | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 481,8 |
| MARANGA | SB | Interior | SB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 516,2 |
| MIRONES | DB | Interior | DB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 553,7 |
| NARANJAL | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 481,8 |
| OQUENDO | DB | Interior | SB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 540,5 |
| PANDO | SB | Interior | SB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 516,2 |
| PERSHING | DB | Interior | DB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 553,7 |
| PUENTE PIEDRA | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | | | 1 | 1 | 1 | | 379,6 |
| SANTA MARINA | SB | Interior | SB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 516,2 |
| SANTA ROSA | DB | Interior | DB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 553,7 |
| TACNA | DB | Interior | DB | Interior | | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | 553,7 |
| TOMAS VALLE | SB | Exterior | SB | Interior | | | 1 | 1 | | 1 | 1 | | 498,1 |
| VENTANILLA | SB | Exterior | SB | Exterior | | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 464,8 |
| ZAPALLAL | DB | Exterior | SB | Exterior | | 1 | | | 1 | 1 | 1 | | 383,5 |
| HUACHO | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | | | 1 | 1 | 1 | | 379,6 |
| CHANCAY | SB | Interior | SB | Interior | | 1 | | | 1 | 1 | 1 | | 414,0 |
| HUARAL | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | | | 1 | 1 | 1 | | 379,6 |
| SUPE | SB | Exterior | SB | Interior | | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 483,6 |

| Costos unitarios (MUS\$) | | Celda Línea 60 kV | Celda Trafo 60 kV | Celda Acopl. 60 kV | Trafo 25 MVA 60/10 kV | Trafo 17,2 MVA 60/10 kV | Celda Trafo 10 kV | Celda Acopl. 10 kV | Celda Alim. 10 kV |
|-----------------------------|----------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| SB | Exterior | 102,9 | 87,7 | 104,0 | 327,6 | 225,4 | 27,2 | 20,5 | 41,2 |
| | Interior | 131,6 | 122,1 | 135,2 | 327,6 | 225,4 | 37,9 | 28,6 | 41,2 |
| DB | Exterior | 117,6 | 110,3 | 122,0 | 327,6 | 225,4 | 34,3 | 25,8 | 41,2 |
| | Interior | 152,9 | 146,4 | 158,6 | 327,6 | 225,4 | 45,5 | 34,3 | 41,2 |

ANEXO D

CALCULO DE LAS HORAS DE RIESGO

Calculo de las horas de riesgo

Las Horas de riesgo técnico determina el número de horas donde se supera los criterios de riesgo técnico, establecidos para las instalaciones y equipos en la red eléctrica.

Los riesgos de Riesgo Técnico para condición de operación de operación Normal y ante simple contingencia, las capacidades máximas de los equipos e instalaciones y los límites de voltajes aceptables.

Este valor se determina mediante la curva monótona anual de cada SET e interceptada por la potencia firme (Ver gráfico N° d 1).

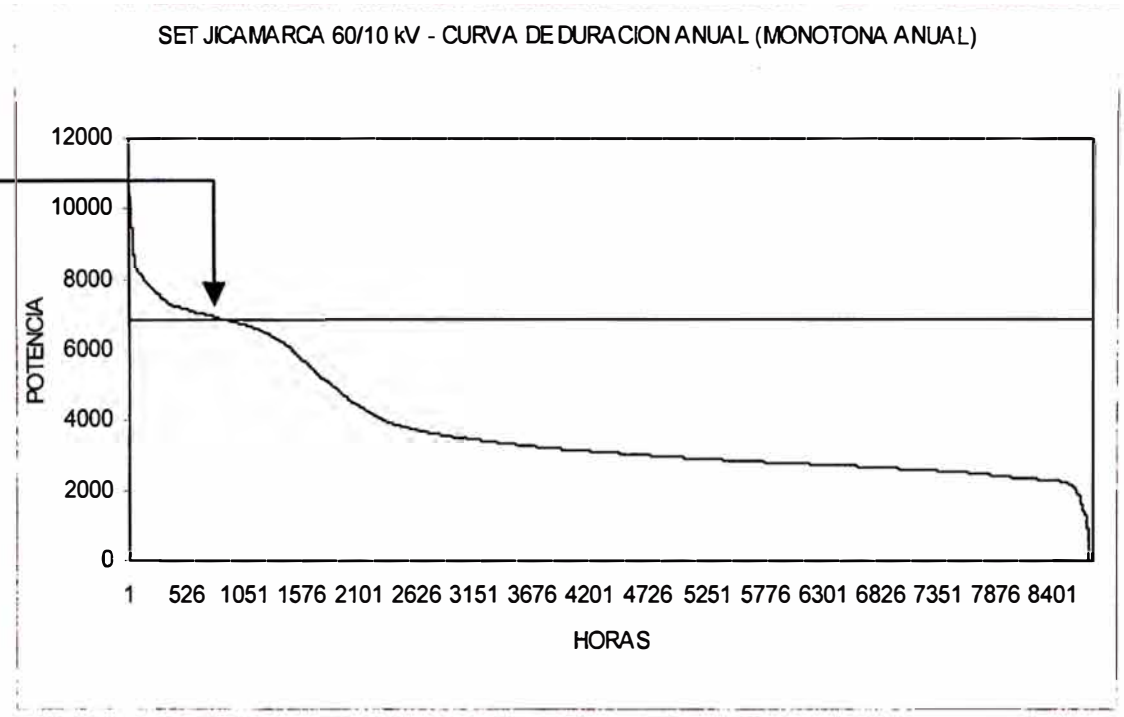
La potencia firme se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Firme} = (\text{Potencia Instalada} - \text{Pot. del mayor trafo}) * 1,1 + \text{Apoyo por MT}$$

El punto de intersección entre la potencia firme y la curva monótona dará en el valor de las horas de riesgo para la SET analizada. Ejemplo SET Jicamarca.

GRAFICO N° D 1
Ejemplo del calculo de las horas de riesgo para la SET Jicamarca 60/10 kV
Diagrama de la curva monótona anual
(Potencia Instalada = 25 MVA y Apoyo a través de la Media Tensión = 7,8 MVA)

Horas de riesgo
= 856 hrs.
para la SET
Jicamarca (Con
apoyo en MT)



ANEXO E

FLUJOS DE CAJA DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION

- E.1: Alternativa N° 1 – Línea Chavarría – Tomás Valle e incremento de potencia en subestaciones AT/AT existentes.**
- E.2: Alternativa N° 2 – Línea Chavarría – Tomás Valle y Nueva subestación de interconexión AT/AT.**
- E.3: Alternativa N° 3 – Línea Barsi – Tomás Valle e incremento de potencia en subestaciones AT/AT existentes**
- E.4: Alternativa N° 4 – Línea Barsi – Tomás Valle y Nueva subestación de interconexión AT/AT**
- E.5: Alternativa N° 5 – Línea Chavarría – Tomás Valle e instalación de bancos de transformadores de 180 MVA en lugar de 120 MVA de la mejor de las alternativas (alternativa N° 1).**
- E.6: Alternativa N° a - Adoptar un criterio mas estricto N-1 en todo el horizonte de evaluación de la alternativa N° 5**
- E.7: Alternativa N° b1 – Ampliar potencia en Chavarría al año 2000 (respaldo N-1) de la alternativa N° 5**
- E.8: Alternativa N° b2 – Ampliar potencia en Chavarría al año 2000 (respaldo N-1) de la alternativa N° 1**

Flujos de Caja de alternativas de solución

En los cuadros siguientes se incluyen los flujos de caja anuales pertinentes para las evaluaciones, asociados a los planes de obras de las alternativas en análisis.

Con las alternativas de solución de las alternativas se procede a evaluarlas económicamente y compararlas para determinar la mejor alternativa (la posee el menor Valor Actual de Costos --VAC). En este caso la tasa de descuento a utilizar en la evaluación de las alternativas es del 14% real anual sobre activos.

ANEXO E.1
(ALTERNATIVA N° 1)

CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

| Descripción | Periodo de evaluación (Años) | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Situación Con Proyecto(Alternativa N° 1) | | | | | | | | | | | |
| Costos (C) | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas técnicas | 1534 | 1703 | 1890 | 2039 | 2226 | 2432 | 2545 | 2657 | 2937 | 3181 | 6058 |
| Operación y Mantenimiento | 0 | 93 | 113 | 256 | 326 | 440 | 440 | 475 | 523 | 547 | 6120 |
| Total Costos C | 1534 | 1796 | 2003 | 2296 | 2553 | 2872 | 2984 | 3132 | 3460 | 3728 | 12177 |
| Depreciación D | 0 | 372,4 | 453,4 | 1026,0 | 1305,7 | 1758,7 | 1758,7 | 1900,9 | 2091,9 | 2188,4 | 13120,6 |
| Flujo de Costos Totales FCT = C+D | 1534 | 2168 | 2456 | 3322 | 3859 | 4631 | 4743 | 5033 | 5552 | 5916 | 25298 |
| Ahorro pago de Impuestos de la Empresa APIM = 0,335*FCT | 514 | 726 | 823 | 1113 | 1293 | 1551 | 1589 | 1686 | 1860 | 1982 | 8475 |
| Inversión lo | 3724 | 810 | 5726 | 2797 | 4531 | 0 | 1422 | 1910 | 964 | 6851 | 5309 |
| Valor residual VR | | | | | | | | | | | |
| Flujo de Costos Netos Con Proyecto FCNCP = C+lo-APIM-VR | 4744 | 1879 | 6906 | 3980 | 5791 | 1321 | 2817 | 3356 | 2565 | 8597 | 9012 |

| Tasa de Descuento | 4% | 6% | 8% | 12% | 14% | 17% | 20% | 25% |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| VAC alternativa 1 | 41288 | 37526 | 34313 | 29173 | 27105 | 24487 | 22331 | 19504 |

ANEXO E.2
(ALTERNATIVA N° 2)
CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

| Descripción | Periodo de evaluación (Años) | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Situación Con Proyecto(Alternativa N° 2) | | | | | | | | | | | |
| Costos (C) | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas técnicas | 1534 | 1703 | 1890 | 1871 | 2039 | 2226 | 2245 | 2451 | 2713 | 2937 | 6058 |
| Operación y Mantenimiento | 0 | 93 | 113 | 256 | 397 | 511 | 532 | 532 | 579 | 604 | 6113 |
| Total Costos C | 1534 | 1796 | 2003 | 2127 | 2437 | 2737 | 2777 | 2983 | 3292 | 3541 | 12170 |
| Depreciación D | 0 | 372,4 | 453,4 | 1026,0 | 1589,5 | 2042,5 | 2126,8 | 2126,8 | 2317,9 | 2414,3 | 12384,7 |
| Flujo de Costos Totales FCT = C+D | 1534 | 2168 | 2456 | 3153 | 4026 | 4780 | 4904 | 5110 | 5610 | 5955 | 24555 |
| Ahorro pago de Impuestos de la Empresa APIM = 0,335*FCT | 514 | 726 | 823 | 1056 | 1349 | 1601 | 1643 | 1712 | 1879 | 1995 | 8226 |
| Inversión I ₀ | 3724 | 810 | 5726 | 6835 | 4531 | 843 | 0 | 1910 | 964 | 2728 | 6038 |
| Valor residual VR | | | | | | | | | | | |
| Flujo de Costos Netos Con Proyecto FCNCP = C+I₀-APIM-VR | 4744 | 1879 | 6906 | 7906 | 5618 | 1979 | 1134 | 3181 | 2377 | 4274 | 9983 |

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Tasa de Descuento | 4% | 6% | 8% | 12% | 14% | 17% | 20% | 25% |
| VAC alternativa 2 | 41192 | 37742 | 34775 | 29978 | 28026 | 25529 | 23447 | 20674 |

**ANEXO E.3
(ALTERNATIVA N° 3)**

**CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)**

| Descripción | Periodo de evaluación (Años) | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Situación Con Proyecto(Alternativa N° 3) | | | | | | | | | | | |
| Costos (C) | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas técnicas | 1553 | 1721 | 1908 | 2077 | 2264 | 2507 | 2451 | 2732 | 2975 | 3218 | 6723 |
| Operación y Mantenimiento | 0 | 93 | 273 | 335 | 388 | 407 | 456 | 456 | 539 | 563 | 6101 |
| Total Costos C | 1553 | 1814 | 2181 | 2411 | 2652 | 2914 | 2907 | 3187 | 3514 | 3781 | 12824 |
| Depreciación D | 0 | 372,4 | 1090,2 | 1338,1 | 1550,6 | 1626,0 | 1823,0 | 1823,0 | 2156,2 | 2252,6 | ##### |
| Flujo de Costos Totales FCT = C+D | 1553 | 2187 | 3271 | 3749 | 4202 | 4540 | 4730 | 5010 | 5670 | 6034 | 25096 |
| Ahorro pago de Impuestos de la Empresa APIM = 0,335*FCT | 520 | 733 | 1096 | 1256 | 1408 | 1521 | 1584 | 1678 | 1899 | 2021 | 8407 |
| Inversión lo | 3724 | 7179 | 2479 | 2125 | 754 | 1970 | 0 | 3332 | 964 | 0 | 12160 |
| Valor residual VR | | | | | | | | | | | |
| Flujo de Costos Netos Con Proyecto FCNCP = C+lo-APIM-VR | 4756 | 8261 | 3564 | 3280 | 1998 | 3362 | 1322 | 4841 | 2579 | 1760 | 16576 |

| Tasa de Descuento | 4% | 6% | 8% | 12% | 14% | 17% | 20% | 25% |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| VAC alternativa 3 | 42424 | 38638 | 35431 | 30358 | 28342 | 25808 | 23740 | 21056 |

ANEXO E.4
(ALTERNATIVA N° 4)

CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

| Descripción | Periodo de evaluación (Años) | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Situación Con Proyecto(Alternativa N° 4) | | | | | | | | | | | |
| Costos (C) | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas técnicas | 1553 | 1721 | 1908 | 2077 | 2058 | 2264 | 2245 | 2470 | 2732 | 3012 | 6147 |
| Operación y Mantenimiento | 0 | 93 | 273 | 393 | 446 | 465 | 465 | 548 | 596 | 620 | 6235 |
| Total Costos C | 1553 | 1814 | 2181 | 2470 | 2504 | 2729 | 2710 | 3017 | 3327 | 3632 | 12382 |
| Depreciación D | 0 | 372,4 | 1090,2 | 1571,0 | 1783,5 | 1858,9 | 1858,9 | 2191,1 | 2382,1 | 2478,6 | 11943,4 |
| Flujo de Costos Totales FCT = C+D | 1553 | 2187 | 3271 | 4041 | 4287 | 4587 | 4569 | 5209 | 5709 | 6110 | 24325 |
| Ahorro pago de Impuestos de la Empresa APIM = 0,335*FCT | 520 | 733 | 1096 | 1354 | 1436 | 1537 | 1531 | 1745 | 1913 | 2047 | 8149 |
| Inversión I ₀ | 3724 | 7179 | 6008 | 2125 | 754 | 0 | 3322 | 1910 | 964 | 2728 | 6038 |
| Valor residual VR | | | | | | | | | | | |
| Flujo de Costos Netos Con Proyecto FCNCP = C+I ₀ -APIM-VR | 4756 | 8261 | 7093 | 3241 | 1822 | 1192 | 4501 | 3183 | 2379 | 4313 | 10271 |

| Tasa de Descuento | 4% | 6% | 8% | 12% | 14% | 17% | 20% | 25% |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| VAC alternativa 4 | 42358 | 38988 | 36103 | 31470 | 29599 | 27217 | 25242 | 22629 |

ANEXO E.5
(ALTERNATIVA N° 5)
CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

| Descripción | Periodo de evaluación (Años) | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Situación Con Proyecto(Alternativa N° 5) | | | | | | | | | | | |
| Costos (C) | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas técnicas | 1534 | 1703 | 1890 | 1983 | 2152 | 2376 | 2563 | 2694 | 2975 | 3087 | 6512 |
| Operación y Mantenimiento | 0 | 93 | 113 | 256 | 342 | 394 | 437 | 473 | 521 | 588 | 6012 |
| Total Costos C | 1534 | 1796 | 2003 | 2240 | 2494 | 2770 | 3000 | 3167 | 3495 | 3675 | 12523 |
| Depreciación D | 0 | 372,4 | 453,4 | 1026,0 | 1369,8 | 1575,0 | 1748,9 | 1891,0 | 2082,1 | 2352,4 | 12807,9 |
| Flujo de Costos Totales FCT = C+D | 1534 | 2168 | 2456 | 3266 | 3864 | 4345 | 4749 | 5058 | 5577 | 6028 | 25331 |
| Ahorro pago de Impuestos de la Empresa APIM = 0,335*FCT | 514 | 726 | 823 | 1094 | 1294 | 1456 | 1591 | 1694 | 1868 | 2019 | 8486 |
| Inversión lo | 3724 | 810 | 5726 | 3439 | 2052 | 1739 | 1422 | 1910 | 2703 | 0 | 10446 |
| Valor residual VR | | | | | | | | | | | |
| Flujo de Costos Netos Con Proyecto FCNCP = C+lo-APIM-VR | 4744 | 1879 | 6906 | 4584 | 3251 | 3053 | 2831 | 3383 | 4330 | 1656 | 14483 |

| Tasa de Descuento | 4% | 6% | 8% | 12% | 14% | 17% | 20% | 25% |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| VAC alternativa 5 | 41220 | 37399 | 34146 | 28963 | 26887 | 24265 | 22113 | 19302 |

**ANEXO E.6
(ALTERNATIVA N° a)**

**CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)**

Sensibilidad a: Adoptar un criterio mas estricto N-1 en todo el horizonte de evaluación de la alternativa N° 5

| Descripción | Periodo de evaluación (Años) | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Situación Con Proyecto(Alternativa N° a) | | | | | | | | | | | |
| Costos (C) | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas técnicas | 1534 | 1703 | 1890 | 1983 | 2152 | 2376 | 2563 | 2694 | 2975 | 3087 | 6512 |
| Operación y Mantenimiento | 0 | 202 | 298 | 441 | 462 | 481 | 639 | 668 | 716 | 821 | 7064 |
| Total Costos C | 1534 | 1904 | 2188 | 2424 | 2613 | 2857 | 3202 | 3362 | 3690 | 3908 | 13576 |
| Depreciación D | 0 | 807,3 | 1192,0 | 1764,6 | 1847,3 | 1922,7 | 2555,7 | 2671,3 | 2862,3 | 3282,4 | 12904,2 |
| Flujo de Costos Totales FCT = C+D | 1534 | 2712 | 3380 | 4189 | 4461 | 4780 | 5758 | 6033 | 6553 | 7190 | 26481 |
| Ahorro pago de Impuestos de la Empresa APIM = 0,335*FCT | 514 | 908 | 1132 | 1403 | 1494 | 1601 | 1929 | 2021 | 2195 | 2409 | 8871 |
| Inversión I ₀ | 8073 | 3846 | 5726 | 827 | 754 | 7530 | 1156 | 1910 | 4201 | 1546 | 3106 |
| Valor residual VR | | | | | | | | | | | |
| Flujo de Costos Netos Con Proyecto FCNCP = C+I ₀ -APIM-VR | 9094 | 4842 | 6782 | 1848 | 1873 | 8786 | 2429 | 3251 | 5696 | 3045 | 7811 |

| Tasa de Descuento | 4% | 6% | 8% | 12% | 14% | 17% | 20% | 25% |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| VAC alternativa a | 46454 | 42910 | 39861 | 34929 | 32925 | 30366 | 28239 | 25422 |

ANEXO E.7
(ALTERNATIVA N° b1)

CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

Sensibilidad b1 : Ampliar potencia en Chavarria al año 2000 (respaldo N-1) de la alternativa N° 5

| | Periodo de evaluación (Años) | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Situación Con Proyecto(Alternativa N° b1) | Año2000 | | | | | | | | | | |
| Costos (C) | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas técnicas | 1534 | 1703 | 1890 | 1983 | 2152 | 2376 | 2563 | 2694 | 2975 | 3087 | 6512 |
| Operación y Mantenimiento | 0 | 158 | 179 | 322 | 342 | 394 | 437 | 473 | 521 | 588 | 6012 |
| Total Costos C | 1534 | 1861 | 2068 | 2305 | 2494 | 2770 | 3000 | 3167 | 3495 | 3675 | 12523 |
| Depreciación D | 0 | 633,5 | 714,5 | 1287,1 | 1369,8 | 1575,0 | 1748,9 | 1891,0 | 2082,1 | 2352,4 | 12201,7 |
| Flujo de Costos Totales FCT = C+D | 1534 | 2494 | 2783 | 3592 | 3864 | 4345 | 4749 | 5058 | 5577 | 6028 | 24725 |
| Ahorro pago de Impuestos de la Empresa APIM = 0,335*FCT | 514 | 836 | 932 | 1203 | 1294 | 1456 | 1591 | 1694 | 1868 | 2019 | 8283 |
| Inversión I ₀ | 6335 | 810 | 5726 | 827 | 2052 | 1739 | 1422 | 1910 | 2703 | 0 | 10446 |
| Valor residual VR | | | | | | | | | | | |
| Flujo de Costos Netos Con Proyecto FCNCP = C+I ₀ -APIM-VR | 7355 | 1835 | 6862 | 1929 | 3251 | 3053 | 2831 | 3383 | 4330 | 1656 | 14686 |

| Tasa de Descuento | 4% | 6% | 8% | 12% | 14% | 17% | 20% | 25% |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| VAC alternativa b1 | 41524 | 37813 | 34665 | 29675 | 27688 | 25191 | 23153 | 20512 |

ANEXO E.8
(ALTERNATIVA N° b2)

CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA
(Miles de Dólares)

Sensibilidad b2 : Ampliar potencia en Chavarria al año 2000 (respaldo N-1) de la alternativa N° 1

| | Periodo de evaluación (Años) | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
| Situación Con Proyecto(Alternativa N° b2) | Año2000 | | | | | | | | | | | |
| Costos (C) | | | | | | | | | | | | |
| Pérdidas técnicas | 1534 | 1703 | 1890 | 2039 | 2226 | 2432 | 2545 | 2657 | 2937 | 3181 | 6058 | |
| Operación y Mantenimiento | 0 | 142 | 163 | 306 | 345 | 458 | 458 | 494 | 542 | 566 | 6263 | |
| Total Costos C | 1534 | 1845 | 2052 | 2345 | 2572 | 2891 | 3003 | 3151 | 3479 | 3747 | 12321 | |
| Depreciación D | 0 | 569,3 | 650,3 | 1222,9 | 1380,9 | 1833,9 | 1833,9 | 1976,1 | 2167,1 | 2263,6 | 12913,1 | |
| Flujo de Costos Totales FCT = C+D | 1534 | 2414 | 2703 | 3568 | 3953 | 4725 | 4837 | 5127 | 5646 | 6010 | 25234 | |
| Ahorro pago de Impuestos de la Empresa APIM = 0,335*FCT | 514 | 809 | 905 | 1195 | 1324 | 1583 | 1620 | 1718 | 1892 | 2013 | 8453 | |
| Inversión I ₀ | 5693 | 810 | 5726 | 1579 | 4531 | 0 | 1422 | 1910 | 964 | 6851 | 5309 | |
| Valor residual VR | | | | | | | | | | | | |
| Flujo de Costos Netos Con Proyecto FCNCP = C+I ₀ -APIM-VR | 6713 | 1846 | 6873 | 2729 | 5778 | 1308 | 2805 | 3344 | 2552 | 8584 | 9176 | |

| Tasa de Descuento | 4% | 6% | 8% | 12% | 14% | 17% | 20% | 25% |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| VAC alternativa b2 | 42135 | 38424 | 35260 | 30212 | 28187 | 25629 | 23528 | 20783 |

ANEXO F

PRESUPUESTOS USADOS PARA LAS SUBESTACIONES Y LINEAS

Presupuestos usados para Subestaciones y Líneas

_ Nueva Línea 66 kV: SET Huacho Etecen 220/66 kV – SET Huacho Edelnor 66/10 kV

| | (MUS\$) |
|--------------------------------------------------|----------------|
| Materiales | |
| Estructura de madera | 143,9 |
| Crucetas de madera | 22,0 |
| Diagonales de madera | 3,8 |
| Conductor AAAC 304 mm ² | 115,6 |
| Aisladores | 41,9 |
| Ferretería | 108,8 |
| SUBTOTAL 1 | 436,0 |
| Montaje | 312,2 |
| SUBTOTAL 2 | 312,2 |
| Costo de dos celdas de línea | |
| Total equip. 2 celdas de línea | 180,0 |
| Total Montaje y obras civiles 2 celdas de líneas | 60,0 |
| SUBTOTAL 3 | 240,0 |
| Servidumbre, G.G e imprevistos | 24,6 |
| SUBTOTAL 4 | 24,6 |
| TOTAL | 1012,78 |

| Enlace 60 kV SET's Santa Rosa – Tacna 60 kV Simple circuito cable unipolar seco XLPE 60 kV – 500 mm² | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| | (MUS\$) |
| Materiales | |
| Cable seco XLPE 60 kV | 537,7 |
| Terminales para cable seco tipo XLPE 60 kV | 20,4 |
| Adecuación de terminales para paralelo de cables "OF" 60 kV | 42,3 |
| Empalmes para cable seco XLPE 60 kV | 58,7 |
| Soportes metálicos para terminales unipolares 60 kV | 3,2 |
| Pasta neosil para sellado de ductos | 0,5 |
| SUBTOTAL 1 | 662,7 |
| Montaje | 206,7 |
| SUBTOTAL 2 | 206,7 |
| Imprevistos | 20,7 |
| SUBTOTAL 3 | 20,7 |
| Servidumbre | 9,8 |
| SUBTOTAL 4 | 9,8 |
| TOTAL | 900,0 |

| Proyecto enlace SET's Mirones – Pando 60 kV | |
|---------------------------------------------------------------------------|----------------|
| Doble circuito cable unipolar seco XLPE 60 kV – 500 mm² | |
| | (MUS\$) |
| Materiales | |
| Cable seco XLPE 60 kV | 358,4 |
| Terminales para cable seco tipo XLPE 60 kV | 30,6 |
| Empalmes para cable seco XLPE 60 kV | 39,1 |
| Soportes metálicos para terminales unipolares 60 kV | 1,6 |
| Pasta neosil para sellado de ductos | 0,14 |
| SUBTOTAL 1 | 429,9 |
| Montaje | 134,1 |
| SUBTOTAL 2 | 134,1 |
| Imprevistos | 13,41 |
| SUBTOTAL 3 | 13,41 |
| Costos celdas de línea y ampliación de barras | 481,2 |
| SUBTOTAL 4 | 481,2 |
| | |
| TOTAL | 1058,7 |

| Construcción de nueva SET Ventanilla 180MVA, 220/60 kV | |
|------------------------------------------------------------------|----------------|
| | (MUS\$) |
| Terreno | 1.200,0 |
| Celdas de transformador 220kV | 271,6 |
| Transformador 200/60 kV, 180 MVA | 1.463,0 |
| Montaje del transformador (30%) | 438,9 |
| Gastos generales e imprevistos (10%) | 146,3 |
| Celda de acoplamiento 220 kV | 282,9 |
| Celdas de transformador 60kV | 110,3 |
| Celda de acoplamiento 60 kV | 122,0 |
| Celda de SS.AA. y Sistemas de comunicaciones | 280,4 |
| SUBTOTAL 1 | 4.315,4 |
| Línea 220 kV de la Set Ventanilla | |
| Celda de línea 220 kV (4 unidades) | 1.458,9 |
| Línea Nueva Ventanilla-Central Ventanilla, doble terna 0,1 km | 22,5 |
| SUBTOTAL 2 | 1.481,4 |
| TOTAL | 5.796,8 |

| Adicionar un polo de reserva para 180 MVA 220/60 kV | |
|------------------------------------------------------------|----------------|
| | (MUS\$) |
| Transformador monofasico 220/60 kV, 60 MVA | 487,5 |
| Montaje y transporte | 9,0 |
| Gastos generales e imprevistos | 24,8 |
| TOTAL | 521,3 |

Nota: Este presupuesto no incluye el costo en la línea Pampilla – Oquendo (MUS\$370,7).
Con ello el costo total asciende a MUS\$ 6.889

| Construcción de nueva subestación Ventanilla 120MVA, 220/60 kV | |
|-----------------------------------------------------------------------|----------------|
| | (MUS\$) |
| Terreno | 1.200,0 |
| Celdas de transformador 220kV | 271,6 |
| Transformador 200/60 kV, 120 MVA | 1.100,0 |
| Montaje del transformador (30%) | 330,0 |
| Gastos generales e imprevistos (10%) | 110,0 |
| Celda de acoplamiento 220 kV | 282,9 |
| Celdas de transformador 60kV | 110,3 |
| Celda de acoplamiento 60 kV | 122,0 |
| Celda de SS.AA. y Sistemas de comunicaciones | 280,4 |
| SUBTOTAL 1 | 3.807,2 |
| Línea 220 kV de la Set Ventanilla | |
| Celda de línea 220 kV (4 unidades) | 1.458,9 |
| Línea Nueva Ventanilla-Central Ventanilla, doble terna 0,1 km | 22,5 |
| SUBTOTAL 2 | 1.481,4 |
| TOTAL | 5.288,6 |

| Adicionar un polo de reserva para 120 MVA 220/60 kV | |
|------------------------------------------------------------|----------------|
| | (MUS\$) |
| Transformador monofasico 220/60 kV, 40 MVA | 325,0 |
| Montaje y transporte | 9,0 |
| Gastos generales e imprevistos | 16,7 |
| TOTAL | 350,7 |

Este presupuesto no incluye el costo en la línea Pampilla – Oquendo (MUS\$368,7).
Con ello el costo total asciende a MUS\$ 6.008

| Cambiar Trafo 1 x 120 por 1 x 180 MVA en Chavarría 220/60 kV | |
|---------------------------------------------------------------------|----------------|
| Descripción | (MUS\$) |
| Transformador 200/60 kV, 180 MVA | 1.463,0 |
| Protección en sistemas de barras | 14,8 |
| Equipos, materiales y retiro | 88,0 |
| Montaje, transporte, obras civiles e imprevistos | 139,1 |
| TOTAL | 1.704,9 |

Este presupuesto no incluye el costo de un polo de reserva de 60 MVA (MUS\$ 521,3). Con ello el costo total asciende a MUS\$ 2.226,2

| Instalación 4º unidad de 120MVA en Chavarría 220/60 kV | |
|---------------------------------------------------------------|----------------|
| | (MUS\$) |
| Transformador 200/60 kV, 120 MVA | 1.100,0 |
| Protección en sistemas de barras | 14,0 |
| Celdas de transformación 220kV | 271,6 |
| Celdas de transformación 60kV | 110,3 |
| Panel de control | 20,0 |
| Montaje del transformador (30%) | 340,2 |
| Gastos generales e imprevistos (10%) | 113,4 |
| TOTAL | 1.969,5 |

| Cambiar Trafo 1 x 85 por 1 x 120 MVA en Santa Rosa 220/60 kV | |
|---------------------------------------------------------------------|----------------|
| Descripción | (MUS\$) |
| Transformador 200/60 kV, 120 MVA | 1.100,0 |
| Protección en sistemas de barras | 14,8 |
| Equipos, materiales, retiro y renovación de equipos | 333,4 |
| Montaje, transporte, obras civiles e imprevistos | 111,4 |
| TOTAL | 1.559,6 |

| Adicionar Trafo 1 x 120 MVA en Ventanilla nueva 220/60 kV | |
|------------------------------------------------------------------|----------------|
| Descripción | (MUS\$) |
| Transformador 200/60 kV, 120 MVA | 1.100,0 |
| Protección en sistemas de barras | 14,8 |
| Celda de transformación 220 kV | 271,6 |
| Celda de transformación 60 kV | 110,3 |
| Celda de acoplamiento 60 kV | 122,0 |
| Panel de control | 19,2 |
| Montaje (30%) | 340,2 |
| Gastos generales e imprevistos. (10%) | 113,4 |
| TOTAL | 2.091,5 |

| Cambiar Trafo 1 x 85 por 1 x 120 MVA en Barsi 220/60 kV | |
|----------------------------------------------------------------|----------------|
| Descripción | (MUS\$) |
| Transformador 200/60 kV, 120 MVA | 1.100,0 |
| Protección en sistemas de barras | 14,8 |
| Equipos, materiales, retiro y renovación de equipos | 333,4 |
| Montaje, transporte, obras civiles e imprevistos | 111,4 |
| TOTAL | 1.559,6 |

| Costo de cambiar Trafo Actual 85 x 120 MVA, 220/60 kV | |
|--------------------------------------------------------------|----------------|
| Descripción | (MUS\$) |
| Montaje y transporte | 27,0 |
| Equipos de BT global | 5,2 |
| Gastos generales e imprevistos | 1,6 |
| TOTAL | 33,8 |

Nota: Este presupuesto no incluye el costo de un polo de reserva de 40 MVA (MUS\$ 350,7). Con ello el costo total asciende a MUS\$ 385,0.

| Instalación 4° unidad de 120MVA en Barsi 220/60 kV | |
|-----------------------------------------------------------|----------------|
| | (MUS\$) |
| Transformador 200/60 kV, 120 MVA | 1.100,0 |
| Protección en sistemas de barras | 14,0 |
| Celdas de transformación 220kV | 271,6 |
| Celdas de transformación 60kV | 110,3 |
| Celda de acoplamiento | 158,6 |
| Panel de control | 20,0 |
| Montaje del transformador (30%) | 340,2 |
| Gastos generales e imprevistos (10%) | 113,4 |
| TOTAL | 2.128,1 |

Nota: Este presupuesto no incluye el costo de un polo de reserva de 40 MVA (MUS\$350,7). Con ello el costo total asciende a MUS\$ 2.479

| AMPLIACIÓN SET CAUDIVILLA | |
|----------------------------------|-----------------|
| | MUS US\$ |
| DETALLES | |
| Obras Civiles | 32,0 |
| Equipos | 518,0 |
| Montaje (20% de equipos) | 104,0 |
| Gastos generales e imprevistos | 98,0 |
| TOTAL | 752,0 |

Ampliación de potencia 60/10 kV, 25 MVA SET's

Inversión

| SET OQUENDO | |
|--------------------------------------------|--------------|
| DESCRIPCIÓN | MUS\$ |
| Proyecto y Obras civiles | 70,0 |
| Equipos | 419,0 |
| Montaje | 62,8 |
| Ingeniería, Gastos generales e imprevistos | 48,2 |
| TOTAL | 600,0 |

| SET PUENTE PIEDRA | |
|--------------------------------------------|--------------|
| DESCRIPCIÓN | MUS\$ |
| Proyecto y Obras civiles | 70,0 |
| Equipos | 411,2 |
| Montaje | 61,7 |
| Ingeniería, Gastos generales e imprevistos | 47,3 |
| TOTAL | 590,2 |

| SET VENTANILLA | |
|--------------------------------------------|--------------|
| DESCRIPCIÓN | MUS\$ |
| Proyecto y Obras civiles | 70,0 |
| Equipos | 411,2 |
| Montaje | 61,7 |
| Ingeniería, Gastos generales e imprevistas | 47,3 |
| TOTAL | 590,2 |

ANEXO G

COSTOS PARA LA VALORIZACION DE INSTALACIONES

Resumen de costos de subestaciones

| Celda | Tensión (kV) | Barra | Tipo de instalación | Costo (MUS\$) |
|---------------|--------------|--------|---------------------|---------------|
| Acoplamiento | 220 | Doble | Exterior | 282,86 |
| Acoplamiento | 220 | Simple | Exterior | 257,86 |
| Línea | 220 | Doble | Exterior | 364,73 |
| Línea | 220 | Simple | Exterior | 331,30 |
| Transformador | 220 | Doble | Exterior | 271,59 |
| Transformador | 220 | Simple | Exterior | 254,48 |
| Acoplamiento | 60 | Doble | Exterior | 122,02 |
| Acoplamiento | 60 | Doble | Interior | 158,63 |
| Línea | 60 | Doble | Exterior | 117,58 |
| Línea | 60 | Doble | Interior | 152,86 |
| Línea | 60 | Simple | Exterior | 102,87 |
| Línea | 60 | Simple | Interior | 131,62 |
| Transformador | 60 | Doble | Exterior | 110,30 |
| Transformador | 60 | Doble | Interior | 146,38 |
| Transformador | 60 | Simple | Exterior | 87,65 |
| Transformador | 60 | Simple | Interior | 122,07 |

| Equipo | Relación de transformación (kV) | Potencia (MVA) | Tipo | Costo (MUS\$) |
|---------------|---------------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Transformador | 220/60 | 85 | Con regulación | 779,00 |
| Transformador | 220/60 | 85 | Sin regulación | 673,00 |
| Transformador | 220/60 | 100 | Con regulación | 917,00 |
| Transformador | 220/60 | 100 | Sin regulación | 792,00 |
| Transformador | 220/60 | 120 | Con regulación | 1.100,00 |
| Transformador | 220/60 | 120 | Sin regulación | 950,00 |
| Transformador | 220/60 | 150 | Con regulación | 1.290,00 |
| Transformador | 220/60 | 150 | Sin regulación | 1.114,00 |
| Transformador | 220/60 | 180 | Con regulación | 1.463,00 |
| Transformador | 220/60 | 180 | Sin regulación | 1.263,40 |
| Transformador | 60/10 | 17,2 | Con regulación | 161,00 |
| Transformador | 60/10 | 17,2 | Sin regulación | 126,00 |
| Transformador | 60/10 | 25 | Con regulación | 234,00 |
| Transformador | 60/10 | 25 | Sin regulación | 184,00 |
| Transformador | 60/10 | 50 | Con regulación | 468,00 |
| Transformador | 60/10 | 50 | Sin regulación | 418,00 |

Los costos de las Celdas incluyen equipos, montaje, obras civiles, etc., mientras que el costo de los transformadores solamente considera el costo del equipo.

Costos de líneas de Transmisión (MUS\$ / km)

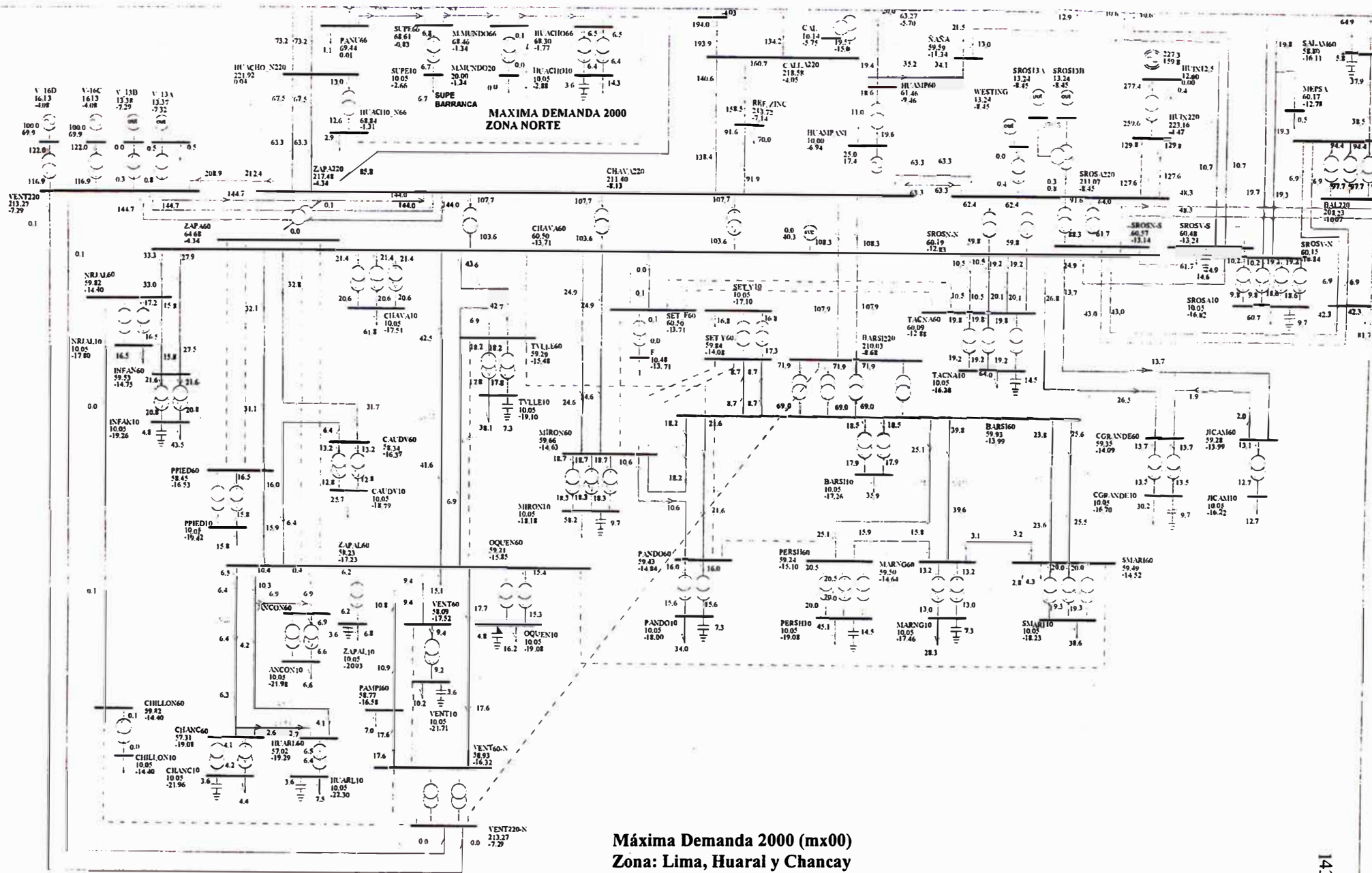
| Tensión (kV) | Nº de Circuitos | Sección (mm ²) | Estructura | | | Costos (MUS\$/km) | | | |
|-----------------|--------------------|-------------------------------|----------------|-------------------|---------------------|-------------------|--------|--------|-------------------|
| | | | Urbana | Urbana | Rural | Urbana | Urbana | Rural | Cable Subterráneo |
| 60 | 1 | 120 | Poste Metálico | Poste de Concreto | Madera | 42,89 | 32,41 | 32,41 | |
| | 1 | 300 | Poste Metálico | Poste de Concreto | Madera | 65,68 | 38,71 | 38,71 | |
| | 2 | 120 | Poste Metálico | Poste de Concreto | Madera | 66,48 | 45,37 | 45,37 | |
| | 2 | 300 | Poste Metálico | Poste de Concreto | Madera | 101,80 | 54,20 | 54,20 | |
| | 1 | 500 | | | | | | | 300,00 |
| | 2 | 500 | | | | | | | 600,00 |
| 220 | 1 | 400 | Poste Metálico | | Estructura Metálica | 138,00 | | 112,00 | |
| | 1 | 500 | Poste Metálico | | Estructura Metálica | 150,00 | | 124,00 | 776,00 |
| | 2 | 400 | Poste Metálico | | Estructura Metálica | 207,00 | | 176,00 | |
| | 2 | 500 | Poste Metálico | | Estructura Metálica | 225,00 | | 195,00 | 1.552,00 |

Nota: Los costos de las Líneas consideran materiales, montaje, obras civiles, etc.

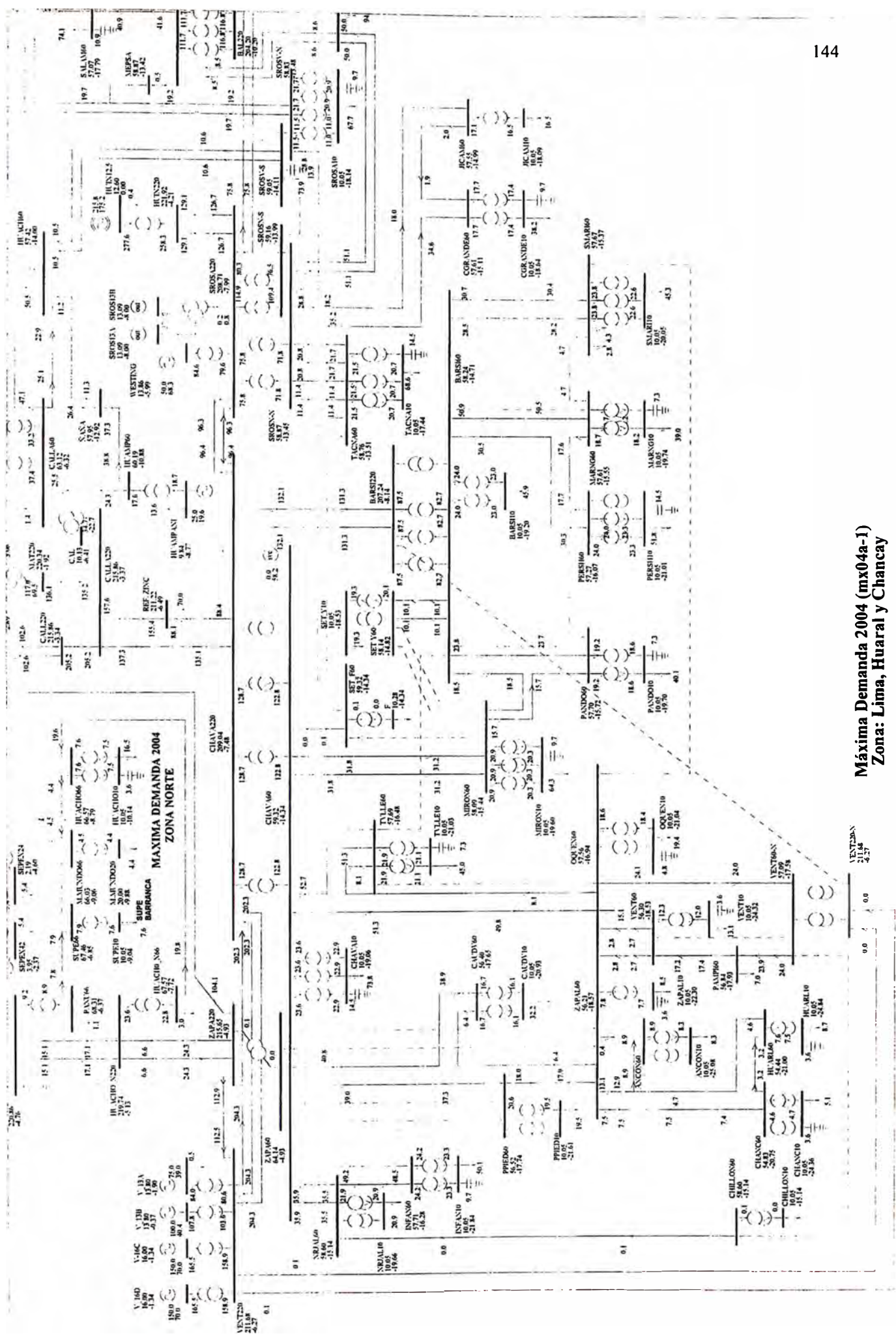
ANEXO H
FLUJO DE POTENCIA AÑO BASE 2000

Flujo de Potencia año Base 2000

La herramienta computacional usada es el llamado WINFLU. Esta herramienta es usada por toda la empresa (Planificación, Ingeniería, Análisis del Red de Media Tensión, etc.) hasta que el grupo Corporativo disponga unificar la nueva herramienta a usar



Flujo de Carga



ZONA DEMANDA 2004

Máxima Demanda 2004 (mx04a-1)
Zona: Lima, Huaral y Chancay

Flores y Carra

BIBLIOGRAFIA

Bibliografía

- 1 Estudio de Planificación de la Red de EDELNOR S.A.A. (Grupo ENDESA – Sevilla, Agosto 1999)
- 2 Criterio de Decisión de Inversiones (EDELNOR S.A.A. - Gerencia Técnica, Enero 2000)
- 3 Criterios de Planificación para Subestaciones eficientes AT/MT de EDELNOR S.A.A. (Grupo ENDESA – España 1999)
- 4 Proyecciones de Demanda para EDELNOR S.A.A. Periodo 1999-2008 (EDELNOR S.A.A. – División de Planificación y Tarifas, Abril 1999)
- 5 Criterios de Planificación de la Red de Alta Tensión del Grupo Endesa (Grupo ENDESA – España Abril 1999)
- 6 Estudio: Servicio de Ampliación de la Capacidad de Transformación 220/60 kV para EDELNOR (CESEL – Julio 1999)
- 7 Plan Quinquenal de Inversiones 1999 – 2003 (EDELNOR S.A.A. – Planificación y Tarifas Marzo 1999)
- 8 Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N° 009-93-EM)
- 9 La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE -Decreto Supremo N° 020-97-EM)