

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**EFFECTO DE LA INCORPORACIÓN DE LA LÍNEA OROYA
NUEVA - CARHUAMAYO - PARAGSHA 2 - VIZCARRA DE
220 KV SOBRE LA OPERACIÓN DEL SEIN**

INFORME DE INGENIERÍA

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

PRESENTADO POR :

ALEX ESTUARDO LEÓN JUSCAMAITA

PROMOCIÓN 1995 – II

LIMA – PERÚ

2006

**EFECTO DE LA INCORPORACION DE LA LINEA
OROYA NUEVA - CARHUAMAYO - PARAGSHA 2 -
VIZCARRA DE 220 kV SOBRE LA OPERACIÓN DEL
SEIN**

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Jessi y a mi hijo Piero Sebastián que son el motivo de todo mi esfuerzo.

A mis padres y hermanos por su gran apoyo en mi vida universitaria.

SUMARIO

Antes del año 1997 existía un único enlace entre el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y el área Norte, y estaba constituido por el circuito entre las subestaciones de 220 kV Zapallal - Paramonga Nueva. En el año 1998 el ingreso de la central térmica de Aguaytía involucró la construcción de las líneas de transmisión de 220 kV Paramonga Nueva – Tingo María mediante el cual se conseguía un segundo enlace entre el SEIN y el área Norte a través del sistema de Electroandes caracterizándose por ser éste un enlace muy débil. Posteriormente en el año 2001 se construyó la subestación Vizcarra para el cual se seccionó el circuito Paramonga Nueva – Tingo María. En el año 2002, dentro de la concesión otorgada a la empresa ISA-Perú se construyó las líneas de 220 kV que conectaban las subestaciones de Vizcarra - Paragsha 2 - Carhuamayo - Oroya Nueva.

En el presente informe se muestra y evalúa el impacto técnico de la incorporación al SEIN de las líneas de 220 kV Vizcarra - Paragsha 2 - Carhuamayo - Oroya Nueva. Para esto se realiza simulaciones de la operación de la zona de influencia del proyecto evaluando dos escenarios, el primero sin considerar las líneas y el otro considerando el ingreso de las líneas. Para ambos escenarios se mostrará los niveles de tensión en barras de las subestaciones y las cargas de las líneas de la zona de influencia. Asimismo se mostrará el impacto del ingreso de las líneas sobre las consecuencias originadas por la desconexión programada o en contingencia de las principales líneas de la zona de influencia de las líneas.

Los resultados obtenidos en este informe muestran que la incorporación de las líneas de 220 kV Vizcarra - Paragsha 2 - Carhuamayo - Oroya Nueva ha reforzando el enlace del área Norte con el SEIN y ha impactado positivamente sobre la operación y confiabilidad de la zona de influencia de las líneas.

INDICE

INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
DESCRIPCION DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	
1.1 El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	3
1.2 Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	4
1.3 Despacho Diario de la Generación	5
1.4 Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en época de Avenida	6
1.5 Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en época de Estiaje	7
1.6 Costos de la Operación del Sistema	7
CAPITULO II	
DESCRIPCION DE LAS AREAS OPERATIVAS DE LA ZONA DE INFLUENCIA DE LA LINEA OROYA NUEVA – CARHUAMAYO – PARAGSHA 2 – VIZCARRA	
2.1 Area Operativa Norte	9
2.2 Area Operativa de Lima y Sur Medio	12
2.3 Area Operativa Sierra Centro	13

2.4	Area Operativa Nor Oriente	15
-----	----------------------------	----

CAPITULO III

OPERACIÓN DEL AREA DE INFLUENCIA ANTES DE LA INCORPORACION DE LA LINEA OROYA NUEVA - CARHUAMAYO – PARAGSHA 2 – VIZCARRA

3.1	Criterios y premisas para el diagnostico de la operación del área de análisis	19
3.2	Características de operación del área de análisis	20
3.2.1	Simulación de flujos de potencia	21
3.2.2	Energización y sincronización de las líneas del área de influencia	23
3.2.3	Secuencias de maniobras	26
3.3	Análisis de cortocircuito	31
3.4	Análisis de contingencia	32

CAPITULO IV

OPERACIÓN DEL AREA DE INFLUENCIA CON LA INCORPORACION DE LA LINEA OROYA NUEVA – CARHUAMAYO – PARAGSHA 2 – VIZCARRA

4.1	Criterios y premisas para el diagnostico de la operación del área de análisis	36
4.2	Características de operación del área de análisis	36
4.2.1	Simulación de flujos de potencia	36
4.2.2	Energización y sincronización de las líneas del área de influencia	38
4.2.3	Secuencias de maniobras	42
4.3	Análisis de cortocircuito	46
4.4	Análisis de contingencia	47

CAPITULO V	
CONCLUSIONES	50
ANEXOS	52
ANEXOS DEL CAPITULO 1	
ANEXOS DEL CAPITULO 2	
ANEXOS DEL CAPITULO 3	
ANEXOS DEL CAPITULO 4	
ANEXOS DEL CAPITULO 5	
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	176

INTRODUCCION

Antes del año 1997 existía un único enlace entre el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y el área Norte, y estaba constituido por el circuito entre las subestaciones de 220 kV Zapallal - Paramonga Nueva.

El proyecto de la central térmica de Aguaytía involucró la construcción de las líneas de transmisión de 220 kV Paramonga Nueva – Tingo María, Tingo María – Aguaytía y la puesta en servicio del autotransformador 220/138 kV en la subestación Tingo María mediante los cuales se conseguía el segundo enlace entre el SEIN y el área Norte a través del sistema de Electroandes. La central térmica de Aguaytía y su equipamiento respectivo ingresó en operación comercial en el año 1998.

Posteriormente en el año 2001 se seccionó la línea en 220 kV Paramonga Nueva – Tingo María para la construcción de la subestación Vizcarra con la finalidad de abastecer de energía eléctrica a la carga minera de Antamina.

En el año 2001 el gobierno peruano suscribió con la empresa ISA-Perú el Contrato de Concesión bajo la modalidad de proyecto BOOT (Build, Own, Operate, Transfer) para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación de las líneas de 220 kV que conectaban las subestaciones de Vizcarra - Paragsha 2 - Carhuamayo - Oroya Nueva, de una línea de 138 kV que conectaba la subestación Aguaytía con el sistema aislado de Pucallpa, la instalación de un transformador 138/60 kV de 55 MVA en el sistema aislado de Pucallpa y de dos autotransformadores de 220/138 kV, uno de 120 MVA en la subestación Paragsha 2 y el otro de 60 MVA en la subestación Aguaytía. Este equipamiento ingresó en operación comercial en el año 2002 y permitió la incorporación del sistema aislado Pucallpa al SEIN, reforzó los sistemas de su área de influencia y también reforzó el enlace del área Norte con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

En el presente informe se muestra y evalúa el impacto técnico de la incorporación al SEIN de las líneas de 220 kV Vizcarra - Paragsha 2 - Carhuamayo - Oroya Nueva, sobre la operación y confiabilidad de la zona de influencia de este proyecto. Para esto se realiza simulaciones de la operación de la zona de influencia del proyecto evaluando dos

escenarios, el primero sin considerar las líneas del proyecto y el otro considerando el ingreso de las líneas del proyecto. Para ambos escenarios se mostrará los niveles de tensión en barras de las subestaciones y las cargas de las líneas de la zona de influencia. Asimismo se mostrará el impacto del ingreso de las líneas del proyecto sobre las consecuencias originadas por la desconexión programada o en contingencia de las principales líneas de la zona de influencia del proyecto.

En este informe, primero se describe la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional detallando las empresas que integran el Comité de Operación Económica del SEIN (COES) y su equipamiento. Asimismo se muestra las características de la evolución de la demanda desde el año 1995 al 2004 contrastándola con las proyecciones de demanda elaboradas por el Ministerio de Energía y Minas del Perú. Además se explica acerca del despacho diario de operación que realiza el COES, las características de operación del SEIN en épocas de avenida y estiaje y los costos de operación del sistema.

Luego se describe la zona de influencia de las líneas del proyecto ISA-Perú Oroya Nueva – Carhuamayo – Paragsha 2 – Vizcarra que comprende las áreas Norte, Lima – Sur Medio, Sierra Centro y el área Nor Oriente que permite entender la configuración de las subestaciones y líneas consideradas en este informe.

A continuación, se realiza el diagnóstico de la operación de la zona de influencia antes de la operación de las líneas del proyecto ISA-Perú definiendo los criterios asumidos para realizar el análisis. Para el diagnóstico se realizaron simulaciones de flujos de potencia del SEIN, energización de las líneas de la zona de influencia del proyecto; estos resultados se utilizan para describir la secuencia de maniobras para la desconexión y conexión programadas de las líneas. Asimismo se realizó el análisis de contingencias y el cálculo de cortocircuitos en las barras del SEIN para determinar el impacto de la incorporación de las líneas Oroya Nueva – Carhuamayo – Paragsha 2 – Vizcarra al SEIN.

Después, se realizó los mismos análisis efectuados en el diagnóstico sin el proyecto, pero esta vez considerando la operación de las líneas Oroya Nueva Carhuamayo – Paragsha 2 – Vizcarra.

Finalmente en base a los resultados obtenidos en los análisis se elaboran las conclusiones de este informe.

CAPITULO I

DESCRIPCION DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

1.1 El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se formó a partir de la interconexión del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SISUR) a través de la línea 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya, que se puso en servicio en Octubre del 2000. En ese sentido, el SEIN se encuentra formado por los diversos equipos de las empresas de generación, transmisión, distribución y clientes libres. Las empresas de generación y transmisión están agrupadas en el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú (COES-SINAC) cuya función es coordinar la operación del SEIN al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. En los Cuadros 1.1 y 1.2 se enumera las empresas que integran el COES-SINAC.

EMPRESA	SIGLAS
Empresa de Electricidad del Perú S.A.	ELECTROPERU
Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.A.	EDEGEL
Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla SA	ETEVENSA
Empresas Eléctrica de Piura S.A.	EEPSA
Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	ELECTROANDES
Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	CAHUA
Duke Energy International EGENOR S. en C. por A.	EGENOR
Termoselva S.R.L.	TERMOSELVA
Shougang Generación Eléctrica S.A.A.	SHOUGESA
Empresa de Generación Machupicchu S.A.	EGEMSA
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	EGESUR
Energía del Sur S.A	ENERSUR
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	EGASA
Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	SAN GABAN

Cuadro 1.1. Empresas de Generación integrantes del COES-SINAC

EMPRESA	SIGLAS
Red de Energía del Perú S.A.	REP
Consortio TransMantaro S.A.	CTM
Red Eléctrica del Sur S.A.	REDESUR
Eteselva S.R.L.	ETESELVA
Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.	ISA –PERU

Cuadro 1.2: Empresas de transmisión integrantes del COES-SINAC

Hasta el año 2004 en el SEIN se contaba con una potencia efectiva total de 4336.21 MW, de la cual 2626.46 MW (60.57%) corresponde a las centrales hidroeléctricas y 1709.75 MW (39.43%) se refiere a las centrales térmicas; 273.91 MW (16.02%) de las centrales térmicas son del tipo diesel, 1044.49 MW (61,09%) del tipo turbogas, 372.64 MW (21.80%) de tipo turbo vapor y 18.70 MW (1.09%) del tipo ciclo combinado [1].

En el anexo 1.1 se muestra en detalle las características de cada unidad de las centrales hidráulicas y térmicas.

El sistema de transmisión del SEIN esta conformado por las líneas de transmisión, transformadores y equipos de compensación reactiva de las empresas de transmisión, empresas de generación, empresas de distribución y clientes libres. El sistema de transmisión nacional cuenta con un total de 5530.2 km. de líneas de transmisión en el nivel de 220 kV, distribuidos de la siguiente manera 3868.8 km. de líneas de un circuito y 1661.4 km. de líneas en doble circuito. En el nivel de 138 kV se tiene en total 2557.5 km. de líneas, para tensiones entre 60-69 kV se tiene 670.3 km. y para líneas de 33 a 50 kV se tiene 545.2 km [1].

En el anexo 1.2 se muestra en detalle las características técnicas de las líneas de transmisión del SEIN.

1.2 Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

La máxima demanda del SEIN registrada para el año 2004 fue de 3130.8 MW y se produjo el 13 de Diciembre a las 20:30 horas. Se puede mencionar que de acuerdo al último Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas [2], se estimaba para el año 2004 una máxima demanda del SEIN de 3212 MW en un escenario optimista.

En el cuadro 1.3 se muestra la evolución de la demanda en el SEIN y en el cuadro 1.4 se muestra las proyecciones de demanda de potencia del Plan Referencial 2003-2012.

MES	EVOLUCION DE LA MAXIMA DEMANDA DEL SEIN									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Ene	1759.1	1740.8	1750.8	1983.7	2094.1	2139.7	2606.8	2762.4	2851.2	2959.3
Feb	1745.5	1716.4	1741.8	1985.4	2016.4	2154.0	2623.6	2767.9	2907.1	2974.3
Mar	1754.3	1742.7	1760.9	1990.8	2003.6	2148.6	2641.8	2822.5	2927.9	3007.6
Abr	1753.9	1760.9	1798.2	2031.1	2011.2	2129.6	2694.1	2846.9	2915.2	3024.2
May	1772.3	1764.0	1796.9	2016.1	2079.6	2131.2	2673.2	2823.2	2914.7	2978.6
Jun	1796.8	1773.5	1780.1	2030.3	2053.5	2143.7	2676.7	2777.8	2895.8	2974.3
Jul	1757.1	1759.0	1946.9	2004.3	2065.9	2091.2	2685.5	2778.1	2885.0	2904.3
Ago	1757.6	1732.5	1972.7	2064.5	2075.6	2116.8	2669.8	2775.7	2882.2	2972.7
Set	1723.1	1753.4	1971.9	2036.9	2068.0	2162.8	2694.1	2838.2	2887.2	2973.9
Oct	1709.9	1765.4	1975.0	2027.0	2113.5	2615.3	2740.8	2839.2	2935.8	3012.4
Nov	1740.9	1754.8	1978.6	2057.6	2129.5	2620.7	2770.6	2870.7	2942.4	3045.5
Dic	1753.2	1748.7	1998.3	2106.0	2126.6	2597.4	2792.2	2908.3	2964.8	3130.8
MD Anual	1668.1	1788.7	1796.8	1773.5	1998.3	2106.0	2129.5	2620.7	2964.8	3130.8

Cuadro 1.3: Evolución de la Máxima Demanda del SEIN

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA	ESCENARIO BASE	ESCENARIO OPTIMISTA
	DEMANDA (MW)	DEMANDA (MW)	DEMANDA (MW)
2003	2989	3028	3069
2004	3080	3143	3212
2005	3176	3255	3366
2006	3273	3343	3519
2007	3372	3463	3695
2008	3479	3592	3902
2009	3588	3725	4321
2010	3702	3864	4491
2011	3820	4008	4715
2012	3941	4157	4902

Cuadro 1.4: Proyección de la Demanda de Potencia del SEIN.

1.3 Despacho Diario de la Generación

El COES-SINAC emite el Programa Diario de Operación del Sistema [3] cuyo objetivo es satisfacer la demanda del SEIN garantizando la operación al mínimo costo total y preservando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica. Este programa toma como referencia la proyección de la demanda diaria del SEIN, el pronóstico de caudales naturales promedios, estado de los embalses y los mantenimientos programados. Las centrales son despachadas de acuerdo a los costos variables de las unidades de generación iniciando con las unidades de generación hidráulicas y luego las unidades térmicas.

El despacho de las centrales hidráulicas es realizado de acuerdo a su disponibilidad hidrológica, dependiendo si es época de estiaje o avenida o si es hora de punta o fuera de punta, estas pueden estar operando a plena, a media o mínima carga. Asimismo se tiene en cuenta las restricciones en la generación de algunas centrales hidráulicas relacionadas con el abastecimiento de agua potable, caso de las centrales de Huinco y Matucana o por necesidad de agua para ser utilizadas en regadío caso de las centrales de Gallito Ciego y Charcani V.

El despacho de las centrales térmicas se realiza de acuerdo al ranking de costos variables emitido por el COES, los cuales son actualizados permanentemente para cada unidad de acuerdo al costo de combustible, rendimiento y costos de operación.

El programa diario define tres bloques de demanda, la Mínima Demanda que abarca desde las 23:00 horas hasta las 08:00 horas, la Media Demanda que abarca desde las 08:00 horas hasta las 18:00 horas y la Máxima Demanda que comprende desde las 18:00 hasta las 23:00 horas. Para cada bloque horario el costo variable de las unidades térmicas difiere y por tanto varía el ranking de costos variables

1.4 Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en época de Avenida

La época de avenida en el SEIN se presenta en forma marcada principalmente desde el mes Enero hasta Marzo, se caracteriza principalmente por las intensas precipitaciones en la sierra de nuestro país, las que son captadas en los embalses y lagunas que serán utilizadas posteriormente en la época de estiaje. En avenida algunas centrales hidráulicas presentan problemas de concentración de sólidos que la indisponen o limitan su generación por periodos de tiempo.

La operación del SEIN en mínima demanda en avenida se caracteriza por la excedencia de energía hidráulica, la demanda del sistema es menor que la potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas, incluso las centrales deben botar agua debido al exceso de recursos hidráulicos. A su vez en la media y máxima demanda las centrales hidráulicas operan a plena carga y se debe poner en servicio unidades térmicas adicionales para cubrir el déficit de potencia hidráulica.

Los niveles de tensión en barras del SEIN son aceptables excepto en las barras de las subestaciones de Lima debido al mayor consumo de reactivos de las cargas. Para evitar la caída de tensión en barras de Lima, se suele poner en servicio unidades térmicas locales

de alto costo (unidades UTI y/o TG-7 de la central Santa Rosa) encareciendo la operación del sistema.

En el Anexo 1.3, se muestra el programa diario de despacho para época de avenida del día 20 de Marzo del 2003.

1.5 Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en época de Estiaje

La época de estiaje en el SEIN se presenta principalmente entre los meses de Abril a Diciembre y se caracteriza por la escasez de lluvias en la sierra de nuestro país. En esta época el recurso hídrico embalsado en las lagunas durante la avenida son aprovechadas gradualmente. Durante el día las centrales hidráulicas que no cuentan con reservorio generan todo su caudal disponible siendo ésta generalmente menor a su capacidad nominal, mientras que las centrales con embalse operan a carga mínima en la madrugada para almacenar agua y luego de llenar su embalse generan todo lo que su caudal de entrada permita y en la hora punta utilizan su agua embalsada.

En estiaje, la operación del sistema se encarece debido a que se pone en servicio unidades térmicas por energía para cubrir el déficit de agua, estas centrales térmicas ingresan de acuerdo al ranking de costos variables.

En esta época, los perfiles de tensión son aceptables aún en las subestaciones de Lima, debido al menor consumo de reactivos de las cargas.

En el Anexo 1.4, se muestra el programa diario de despacho para época de estiaje del día 17 de Octubre del 2003.

1.6 Costos de la Operación del Sistema

El costo de la operación del sistema es determinado principalmente por el ingreso de las unidades térmicas al SEIN y el periodo que estas unidades se encuentran en servicio. Estas unidades son las que dan el marginal del Sistema, cada unidad térmica tiene costos variables los cuales están determinados por sus costos variables combustibles y costos variables no combustibles. Los primeros son costos que dependen de la evolución de los precios de los combustibles y el segundo son los costos de operación y mantenimiento propio de cada unidad.

Para los casos mostrados en este capítulo, se tiene que para los días 20 de Marzo y 17 de Octubre del 2003, en época de avenida y estiaje respectivamente los costos programados de la operación del sistema fueron S/.451020.12 y S/.1255751.12

respectivamente, se observa que en época de estiaje los costos de operación del sistema son mayores que en avenida, debido a que en época de estiaje se requiere el ingreso de las unidades térmicas para cubrir el déficit de energía hidráulica.

CAPITULO II

DESCRIPCION DE LAS AREAS OPERATIVAS DE LA ZONA DE INFLUENCIA DE LAS LINEAS OROYA NUEVA – CARHUAMAYO – PARAGSHA2 VIZCARRA

Las áreas operativas que están involucradas con la zona de influencia del Proyecto ISA-Perú son: Area Norte, Lima - Sur Medio, Sierra - Centro y Nor Oriente.

2.1 Area Operativa Norte.

El Area Operativa Norte comprende desde la subestación Huacho en el departamento de Lima hasta la subestación Zorritos en el departamento de Tumbes y esta conformada principalmente por las subestaciones en 220 kV de Huacho, Paramonga Nueva, Chimbote 1, Trujillo Norte, Cajamarca Norte, Guadalupe, Chiclayo Oeste, Piura Oeste, Talara y Zorritos. Estas subestaciones están conectadas radialmente mediante un solo circuito excepto entre las subestaciones Chimbote 1 y Trujillo Norte donde existe un doble circuito (L-2232/L-2233).

En esta área está existen las centrales hidráulicas de Cahua, Cañón del Pato, Carhuaquero y Gallito Ciego las cuales entregan su energía al SEIN en las subestaciones Paramonga Nueva, Chimbote 1, Chiclayo Oeste y Guadalupe respectivamente. Además se tiene las centrales térmicas de Tumbes, Malacas, Chiclayo, Trujillo, Chimbote, Pacasmayo las cuales entregan su energía al sistema en las subestaciones Zorritos, Talara, Chiclayo Oeste, Trujillo Norte, Chimbote1 y Guadalupe respectivamente y las centrales de Piura, Sullana y Paita las cuales entregan su energía en la subestación Piura Oeste.

En esta área, se suministra de energía eléctrica a los departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque, Cajamarca, La Libertad, Ancash y parte de Lima. Entre las principales cargas industriales se puede mencionar SIDERPERU que esta conectada a la subestación Chimbote 1 y tiene una carga variable entre 25 y 60 MW; la mina Yanacocha con 30 MW,

que se alimenta desde la subestación Cajamarca Norte, además se tiene a QUIMPAC con 30 MW que se alimenta desde la subestación Paramonga Nueva.

La demanda máxima en horas punta para el año 2004 de esta área es aproximadamente de 420 MW. Para el año 2006 se prevé la incorporación radial de la carga de la subestación Machala en Ecuador con aproximadamente 80 MW como paso previo a la interconexión internacional con ese país la cual esta prevista para el año 2008.

El tramo comprendido entre las subestaciones Chimbote 1 y Zorritos del área Norte, por su configuración radial tiene una baja confiabilidad. Al presentarse una falla en uno de sus circuitos y dependiendo del tipo de falla y la carga que transporta el circuito fallado podría originar separación de áreas o el colapso total del área Norte. El diagrama unifilar de esta área se muestra en la Figura 2.1

De acuerdo al alcance del informe en esta área se dará mayor énfasis a las subestaciones Huacho, Paramonga Nueva y Chimbote 1 y las líneas Paramonga Nueva – Chimbote 1 (L-2215) y Huacho - Paramonga Nueva (L-2213).

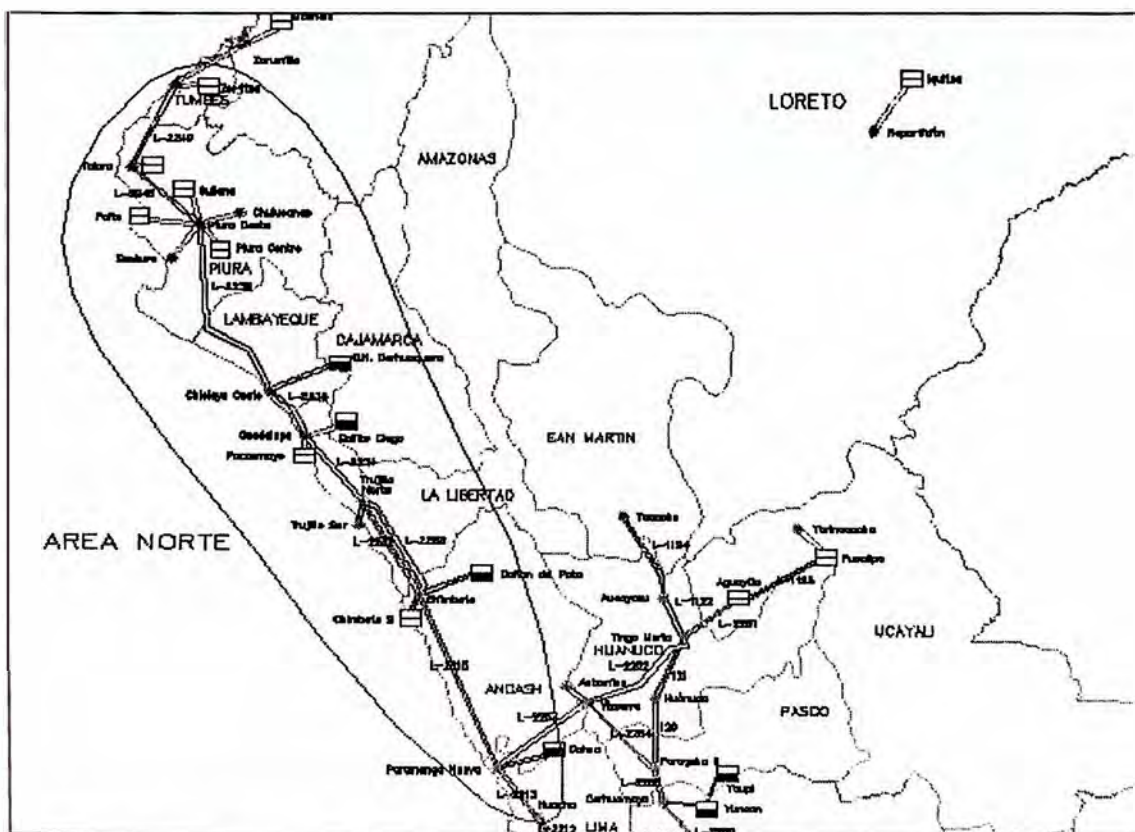


Figura 2.1: Area Operativa Norte

2.1.1 Descripción de las subestaciones.

- La subestación Chimbote 1 se conecta en 220 kV a las subestaciones Paramonga Nueva y Trujillo Norte a través de los circuitos L-2215 y L-2232/L-2233 respectivamente, posee dos Autotransformadores de 220/138 kV de 120 MVA cada uno que son utilizadas principalmente para evacuar hacia el Sistema la energía generada por la central Cañón del Pato.
- La subestación Paramonga Nueva se conecta en 220 kV a las subestaciones de Chimbote 1, Huacho y Vizcarra a través de los circuitos L-2215 , L-2213 y L-2253 respectivamente, posee un transformador de 220/66 kV la cual alimenta a la carga de las ciudades de Supe y Huarmey en 66 kV, además posee un autotransformador 220/132 kV que permite evacuar la energía de la central hidroeléctrica de Cahua y/o alimentar a la ciudad de Paramonga y a la carga de Quimpac. Además conectada a sus barras en 220 kV tenemos un reactor de 40 MVAR la cual compensa los reactivos capacitivos de las líneas en 220 kV.
- La subestación Huacho se conecta en 220 kV a las subestaciones de Zapallal y Paramonga Nueva a través de las líneas L-2212 y L-2213 respectivamente, posee un transformador de 220/66/10 kV y las cargas que son alimentadas a través de este transformador son la Cooperativa Azucarera de Andahuasi y la Ciudad de Huacho.

2.1.2 Descripción de las líneas de transmisión.

- La línea L-2215 de 220 kV, es de simple terna, conecta a las subestaciones Paramonga Nueva y Chimbote 1, tiene una longitud de 220.3 km. y una capacidad máxima de 500 A. Uno de los principales problemas que presenta al desconectar esta línea por mantenimiento programado o correctivo es que origina la separación del área Norte del SEIN, no origina restricción de suministros debido a que la demanda del norte es cubierta por las centrales existentes pero sí limita la producción de la carga de SIDERPERU.
- La línea L-2213 de 220 kV, es de simple terna, conecta a las subestaciones de Paramonga Nueva y Huacho, tiene una longitud de 55.6 km. y una capacidad máxima de 500A.

2.2 Areas Operativas de Lima y Sur Medio.

El Area Operativa Lima y Sur Medio esta conformado por las subestaciones ubicadas dentro de la ciudad de Lima e Ica, siendo las principales las subestaciones Zapallal, Ventanilla, Chavarria, Santa Rosa, San Juan, Independencia y Marcona. Las principales centrales que se ubican en esta área son las centrales hidráulicas de Huinco, Matucana, Callahuanca, Huampani y Moyopampa y las centrales térmicas de Ventanilla, Santa Rosa y San Nicolás. Entre las principales cargas industriales ubicadas en esta área se tiene la de Aceros Arequipa que se alimenta desde la subestación Independencia mediante una línea de transmisión de 220 kV y cuya carga es variable entre 10 y 60 MW. Asimismo se tiene la Refinería de Cajamarquilla con 65 MW, que se alimenta desde la subestación Cajamarquilla. El diagrama unifilar de esta área se muestra en la Figura 2.2.

De acuerdo al alcance de éste informe se detalla específicamente la subestación 220 kV de Zapallal y la línea L-2212 (Zapallal – Huacho) de 220 kV.

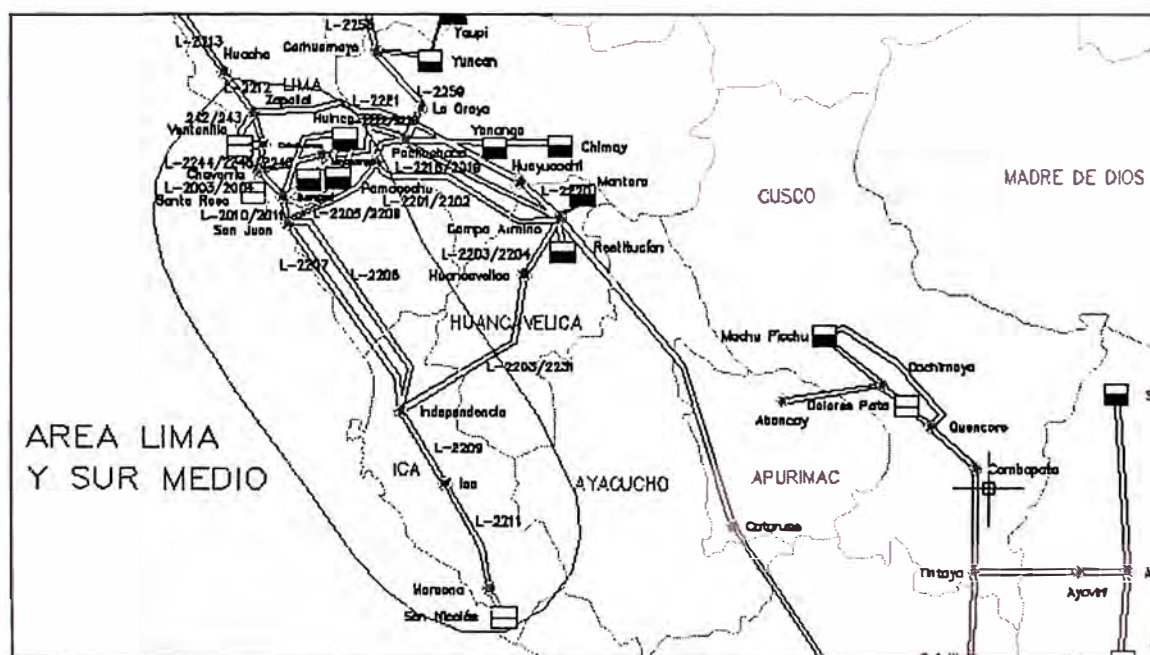


Figura 2.2: Areas Operativas de Lima y Sur Medio

2.2.1 Descripción de las subestaciones.

- Las subestación Zapallal es de simple barra y no tiene cargas conectadas, esta subestación se conecta en 220 kV a las subestaciones Huacho, Huayucachi y Ventanilla a través de las líneas L-2212, L-2221 y L-2242/L-2243 respectivamente.

2.2.2 Descripción de las líneas de transmisión.

- La línea L-2212 de 220 kV, es de simple terna, conecta a las subestaciones Huacho y Zapallal, tiene una longitud de 103.8 Km y tiene una capacidad máxima de 500 A.

2.3 Area Operativa Sierra Centro.

El Area Operativa Centro esta conformada por las subestaciones ubicadas en la sierra central de nuestro país con las respectivas líneas de transmisión. Esta área abarca los departamentos de Junin, Cerro de Pasco, Huancavelica y parte de los departamentos de Lima y Ancash.

Entre las principales centrales que se ubican en el área Sierra – Centro se puede mencionar a las centrales hidráulicas de Mantaro, Restitución, Chimay, Yanango, Yaupi, Malpaso, Oroya Nueva, Pachachaca y Huanchor, además dentro de ésta área está ubicada el subsistema de Electroandes. La mina Antamina que está conectada a la subestación Antamina en nivel de tensión de 220 kV con su carga de 80 MW, es una de las principales cargas industriales ubicadas en esta área. El diagrama unifilar de esta área se muestra en la Figura 2.3.

De acuerdo al alcance de este informe se describe las subestaciones en 220 kV de Pachachaca, Oroya Nueva, Carhuamayo, Paragsha 2, Vizcarra, el subsistema de Electroandes y las líneas L-2224, L-2252, L-2253, L-2254, L-2258 y L-2259.

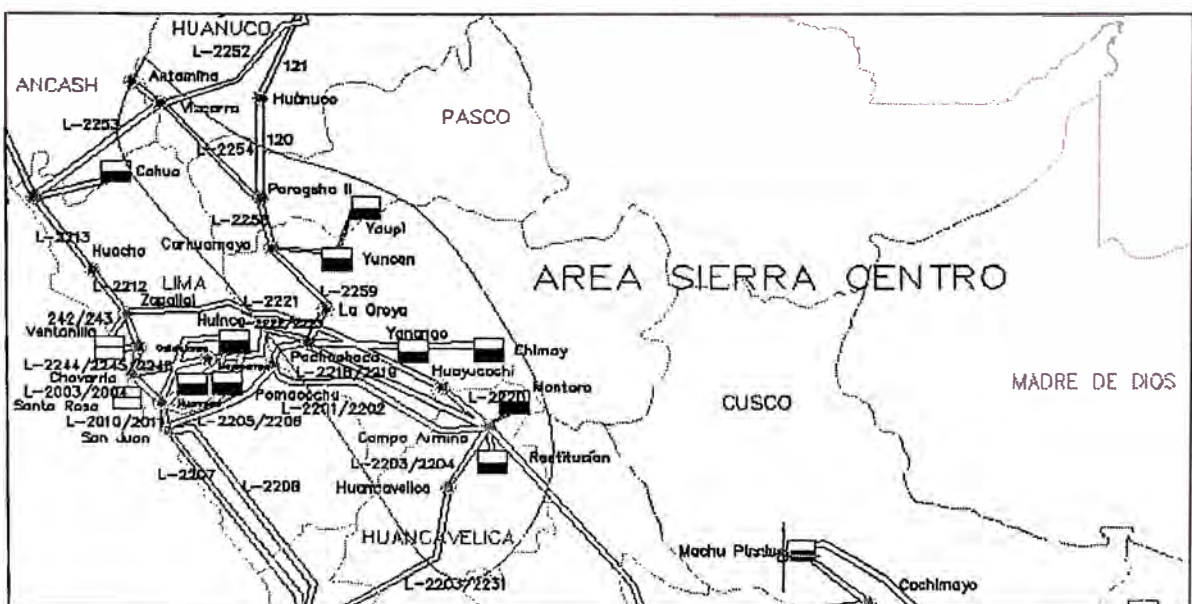


Figura 2.3: Area Operativa Sierra Centro.

2.3.1 Descripción de las subestaciones.

- La subestación Pachachaca en 220 kV, tiene una configuración en anillo, no tiene carga conectada a sus barras, todos sus equipos son de tecnología encapsulada y protegidos de la intemperie. Esta subestación se conecta en 220 kV a las subestaciones Campo Armiño, Callahuanca, Yanango, Pomacocha y Oroya Nueva a través de las líneas en 220 kV L-2218/L-2219, L-2222/L-2223, L-2256, L-2226 y L-2224 respectivamente.
- La subestación Oroya Nueva en 220 kV, tiene una configuración en anillo con uno de sus tres interruptores en tecnología encapsulada. Esta subestación se conecta en 220 kV a las subestaciones Pachachaca, Carhuamayo 220 kV y Oroya Nueva 50 kV a través de las líneas L-2224, L-2259 y del transformador 220/50 kV respectivamente.
- La subestación Carhuamayo 220kV se conecta a las subestaciones Oroya Nueva 220 kV y Paragsha 2 220 kV a través de las líneas L-2259 y L-2258 respectivamente.
- La subestación Paragsha 2 en 220 kV se conecta a las subestaciones Carhuamayo 220 kV, Vizcarra y Paragsha 2 138 kV a través de las líneas L-2258, L-2254 y el autotransformador 220/138 kV respectivamente.
- La subestación Vizcarra en 220 kV tiene una configuración en anillo y se conecta a las subestaciones Paragsha 2 en 220kV, Paramonga Nueva, Tingo María en 220 kV y Antamina a través de las líneas L-2254, L-2253, L-2252 y L-2255 respectivamente. En esta subestación está instalado un SVC de +90/-45 MVAR y a través de la línea L-2255 se alimenta la carga de la minera Antamina.

2.3.2 Descripción de las líneas de transmisión.

- La línea L-2224 de 220 kV, conecta a las subestaciones Pachachaca y Oroya Nueva en 220 kV, es de simple terna, tiene una longitud de 21.6 km. y una capacidad nominal de 677A.
- Las líneas L-2252 y L-2253 de 220 kV, conectan a las subestaciones Paramonga Nueva, Vizcarra y Tingo María respectivamente, son de simple terna, tienen una longitud de 173.47 y 145.26 km respectivamente y ambas tienen una capacidad nominal de 500A. La principal función de estas líneas es

evacuar la energía producida por la central Aguaytía y de alimentar la carga minera de Antamina.

- Las líneas L-2259, L-2258 y L-2254 que conectan en 220 kV a las subestaciones Oroya Nueva, Carhuamayo 220 kV, Paragsha 2 220 kV y Vizcarra, son líneas que entraron en operación comercial en el año 2002 y fueron construidas por ISA Perú dentro de su concesión otorgada por el gobierno peruano. Todas las líneas son de simple terna y tienen una capacidad nominal 442.5 A; las longitudes son 74, 44 y 124 km. respectivamente.

2.3.3 Subsistema de Electroandes.

El subsistema de Electroandes está conformado principalmente por las subestaciones en 138 kV Carhuamayo, Yaupi, Paragsha 1, Paragsha 2 y las subestaciones en 50 kV Oroya Nueva, Pachachaca, Malpaso, Carhuamayo, Excelsior y Paragsha 1. Dentro de esta área están ubicadas las centrales hidroeléctricas Yaupi, Malpaso, Oroya, Pachachaca y Huanchor. Las cargas conectadas a esta área son en su mayoría mineras tal como de Centromín Perú, Mina Buenaventura y la refinería de Doe Run. Antes del ingreso de las líneas de ISA Perú, éste subsistema conformaba un sistema débil debido a que sus circuitos son en su gran mayoría de 50 kV y la desconexión de una de sus líneas originaba fuertes oscilaciones de tensión provocando la interrupción de suministros en éste subsistema. Asimismo, antes de la operación de las líneas de ISA Perú éste subsistema se conectaba al SEIN a través del autotransformador 220/50 kV de la subestación Oroya Nueva y de la línea 138 kV L-1120 (Huanuco – Paragsha 2). Con la ejecución de las obras de ISA Perú se adicionó otro punto de conexión del SEIN con el sistema Electroandes a través del autotransformador 220/138 kV de la subestación Paragsha 2.

2.4 Area Operativa Nor Oriente.

El Area Operativa Nor Oriente está constituida por las subestaciones en 220 kV Aguaytía, Tingo María, las subestaciones en 138 kV Pucallpa, Huánuco, Tingo María, Aucayacu, Tocache y las líneas L-2251 de 220 kV, L-1120, L-1121, L-1122, L-1124, L-1125 de 138 kV. El área operativa Nor Oriente abarca el departamento de Huánuco,

Ucayali y parte del departamento de San Martín. El diagrama unifilar de esta área se muestra en la Figura 2.4

De acuerdo al alcance de este informe describiremos todas las subestaciones y líneas en 220 y 138 kV mencionadas anteriormente.

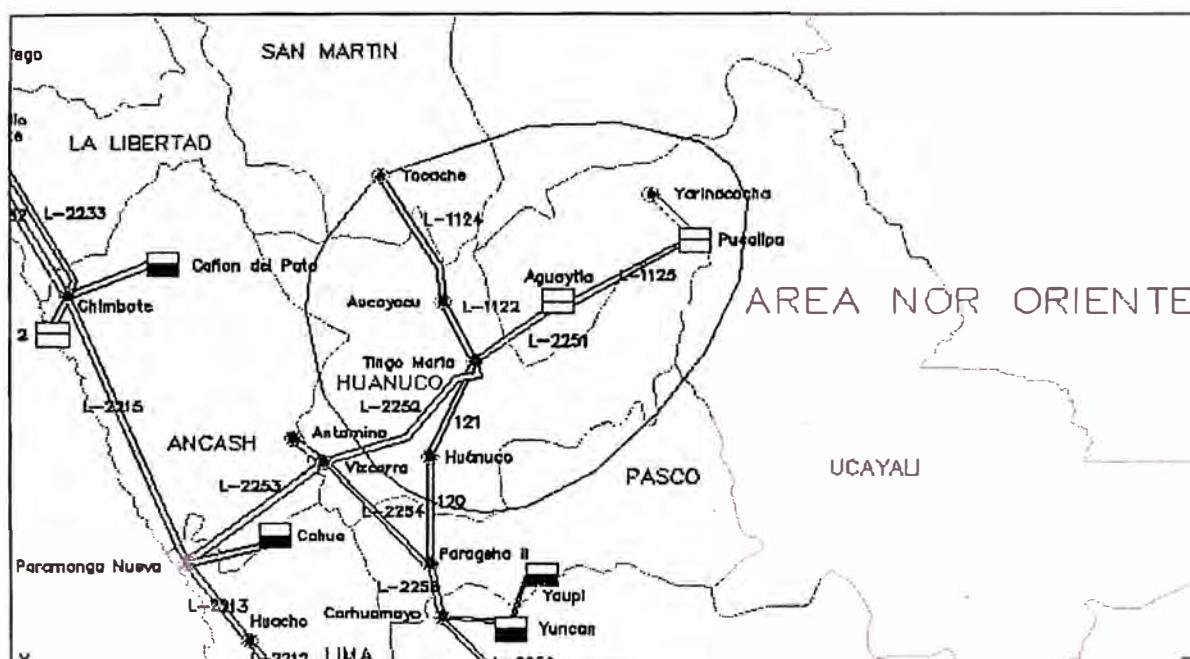


Figura 2.4: Área Operativa Nor Oriente

2.4.1 Descripción de las subestaciones.

- La subestación de Aguaytía en 220 kV, tiene configuración en anillo y se conecta a la subestación Tingo María 220 kV a través de la línea L-2251 y a la subestación Pucallpa a través del transformador 220/138 kV de la subestación Aguaytía y la línea L-1125 de 138 kV. En esta subestación están conectadas las dos unidades de la central térmica de Aguaytía.
- La subestación Tingo María en 220 kV es de configuración en anillo y se conecta al sistema de 138 kV a través de un autotransformador 220/138 kV. En esta subestación está instalado en 220 kV un reactor de 20 MVAR. La subestación Tingo María se conecta a las subestaciones Vizcarra y Aguaytía a través de las líneas de 220 kV L-2252 y L-2251 respectivamente, asimismo está conectada a las subestaciones Huanuco y Aucayacu a través de las líneas de 138 kV L-1121 y L-1122 respectivamente. Desde esta subestación se suministra de energía eléctrica a la ciudad de Tingo María mediante un transformador 138/22.9/10 kV.

- La subestación Huanuco está conectada a las subestaciones Tingo María y Paragsha 2 de 138 kV a través de las líneas de 138 kV L-1121 y L-1120 respectivamente. Desde esta subestación se suministra energía a la ciudad de Huanuco con un transformador 138/10 kV.
- La subestación Aucayacu está conectada a las subestaciones Tingo María y Tocache a través de las líneas de 138 kV L-1122 y L-1124 respectivamente. Desde de esta subestación se suministra energía a la ciudad de Aucayacu con un transformador 138/10 kV.
- La subestación Tocache de está conectada radialmente a la subestación Aucayacu a través de la línea 138 kV L-1124, y posee un transformador 138/22.9 kV que alimenta a la ciudad de Tocache.
- La subestación Pucallpa está conectada radialmente a la subestación Aguaytía a través de la línea L-1125, posee un transformador 138/60 kV que alimenta a la ciudad de Pucallpa. Esta subestación se conecta en 60 kV con la central térmica de Yarinacocha.

2.4.2 Descripción de las líneas de transmisión.

- La línea L-2251 de 220 kV conecta a las subestaciones Aguaytía y Tingo María, es de simple terna, tiene una longitud de 73.30 Km y una capacidad máxima de 500A. Esta línea evacua la energía producida por la central Aguaytía. La desconexión de esta línea produce la indisponibilidad de la central Aguaytía y origina el sistema aislado de la carga de la ciudad de Aguaytía, la subestación Pucallpa y la central térmica Yarinacocha.
- Las líneas L-1120 y L-1121 de 138 kV conectan a las subestaciones Paragsha2 - Huanuco y Huanuco - Tingo María respectivamente, ambas son de simple terna, tienen una capacidad máxima de 300 A. Y longitudes de 86.21 y 88.16 km. respectivamente. La desconexión de la línea L-1120 o L-1121 por mantenimiento programado o correctivo no origina la separación de áreas tampoco restricción de suministros.
- Las líneas L-1122 y L-1124 de 138 kV conectan a las subestaciones Tingo María - Aucayacu y Aucayacu - Tocache respectivamente, ambas son de simple terna, tienen una capacidad máxima de 150 y 50 A. Respectivamente, con longitudes de 44.2 Km (L-1122) y 107.76 Km (L-1124). La desconexión de la

línea L-1122 y/o L-1124 por mantenimiento programado o correctivo origina restricción de suministros a las ciudades de Aucayacu y Tocache.

- La línea L-1125 de 138 kV que conecta a las subestaciones Aguaytía y Pucallpa, entró en operación comercial el año 2002 y fue construida por ISA Perú dentro de la concesión otorgada a esta empresa por el gobierno peruano. La línea es de simple terna, tiene una capacidad máxima de 188.3A y una longitud de 130.5 km. La desconexión programada de esta línea no origina interrupción de suministros debido a que la subestación Pucallpa queda operando en sistema aislado con la central térmica Yarinacocha.

AREA OPERATIVA	LINEA			
	SUBESTACION	SUBESTACION	TENSION (KV)	CODIGO
NORTE	CHIMBOTE	PARAMONGA NUEVA	220	L-2215
NORTE	PARAMONGA NUEVA	HUACHO	220	L-2213
LIMA	HUACHO	ZAPALLAL	220	L-2212
SIERRA CENTRO	PACHACHACA	OROYA NUEVA	220	L-2224
SIERRA CENTRO	OROYA NUEVA	CARHUAMAYO	220	L-2259
SIERRA CENTRO	CARHUAMAYO	PARAGSHA 2	220	L-2258
SIERRA CENTRO	PARAGSHA 2	VIZCARRA	220	L-2254
SIERRA CENTRO	VIZCARRA	PARAMONGA NUEVA	220	L-2253
SIERRA CENTRO	VIZCARRA	TINGO MARIA	220	L-2252
NOR ORIENTE	TINGO MARIA	AGUAYTIA	220	L-2251
NOR ORIENTE	PARAGSHA 2	HUANUCO	138	L-1120
NOR ORIENTE	HUANUCO	TINGO MARIA	138	L-1121
NOR ORIENTE	TINGO MARIA	AUCAYACU	138	L-1122
NOR ORIENTE	AUCAYACU	TOCACHE	138	L-1124
NOR ORIENTE	AGUAYTIA	PUCALLPA	138	L-1125

Cuadro 2.1: Resumen de líneas de la zona de influencia del Proyecto ISA-Perú

CAPITULO III

OPERACION DEL AREA DE INFLUENCIA ANTES DE LA INCORPORACION DE LA LT. OROYA NUEVA – CARHUAMAYO – PARAGSHA 2 – VIZCARRA

Para el análisis de la operación en estado estacionario del área de estudio se ha efectuado lo siguiente:

- Simulaciones de flujos de potencia en operación normal en épocas de avenida y estiaje para casos de mínima, media y máxima demanda, con el fin de verificar las sobrecargas de las líneas y las tensiones en las barras.
- En aquellas líneas que fue necesario, se realizó el análisis de la energización de la línea en vacío (efecto Ferranti), considerando un escenario de media demanda en épocas de avenida y estiaje, para observar las condiciones de tensión y ángulo antes de restablecer las líneas.
- Se describe la secuencia de maniobras para desconectar y conectar la línea que permita seguir los pasos para realizar las maniobras con la mayor seguridad.
- El cálculo de cortocircuito trifásico en las barras de las subestaciones del área de influencia.
- El análisis de contingencia considerando la desconexión de las líneas que pongan en riesgo la operación del área de influencia.

3.1 Criterios y premisas para el diagnostico de la operación del área de análisis

- Las simulaciones se realizaron para el año 2003, tomando la demanda típica estimada para las épocas de avenida y estiaje. La mínima demanda del sistema se presenta generalmente en la madrugada de los lunes, mientras que el mayor valor de la media y máxima demanda se presenta entre los días martes y jueves. Las demandas puntuales a ser consideradas se muestran en el Cuadro 3.1.

ESCENARIO	AVENIDA	ESTIAJE
MINIMA (MW)	1920	1900
MEDIA (MW)	2640	2630
MAXIMA (MW)	2870	2890

Cuadro 3.1: Demanda de la generación

- Se realizó el programa de despacho típico del SEIN para las épocas de avenida y estiaje, que se muestran en el Anexo 3.1.
- Se consideró que todas las unidades hidráulicas y térmicas del SEIN están disponibles.
- Las unidades de generación fueron despachadas considerando criterios de congestión en líneas y transformadores, asimismo el despacho de unidades por tensión en los casos que fue necesario.
- Se consideró el despacho de las centrales de acuerdo a su disponibilidad hidrológica y considerando su compromiso de entrega de agua para riego o para consumo.
- El orden de ingreso de las unidades térmicas esta determinado por el ranking de los costos variables, para los análisis se tomó los costos variables de una de las semanas de Marzo del 2003 para la época de avenida y otra del mes de Octubre del 2003 para la época de estiaje las que se muestran en el Anexo 3.2.

3.2 Características de operación del área de análisis.

Los flujos de potencia fueron simulados utilizando una versión del software WINFLU preparado especialmente para el COES, cuyas principales características son :

- Efectuar cálculos de flujo de potencia, y presentar los resultados gráficamente (en el diagrama unifilar), con indicación de tensiones fuera de límites y sobrecargas en líneas y transformadores
- Determinar los factores de penalización para el último flujo ejecutado y presentarlos en el diagrama unifilar
- Determinar las potencias de cortocircuito trifásico para el último flujo ejecutado.
- Importar datos de cargas y generadores de archivos en formato ASCII.

- Imprimir el diagrama (o una porción del mismo) en cualquier dispositivo (impresor o plotter) soportado por Windows
- Exportación a formato PSSE/PTI.
- Asignación de responsabilidades por el uso de redes por los generadores o cargas.
- Precios Nodales ante ocurrencia de congestión.

3.2.1 Simulación de flujos de potencia.

Los resultados de las simulaciones de flujos de potencia para máxima, media y mínima demanda en épocas de avenida y estiaje, se resumen en los Cuadros 3.2 y 3.3 las que fueron obtenidas del Anexo 3.3.

LINEA		MAXIMA AVENIDA	MAXIMA ESTIAJE	MEDIA AVENIDA	MEDIA ESTIAJE	MINIMA AVENIDA	MINIMA ESTIAJE
L-2212	MW	130.0	77.4	44.2	34.0	168.3	94.3
	AMP.	344.3	205.0	123.8	91.2	460.2	266.8
	% CARGA	68.9 %	41.0 %	24.8 %	18.2 %	92.0 %	53.4 %
L-2213	MW	146.9	94.3	55.1	44.3	151.1	81.7
	AMP.	382.2	246.4	144.3	116.0	419.0	225.1
	% CARGA	76.4 %	49.3 %	28.9 %	23.2 %	83.8 %	45.0 %
L-2253	MW	34.0	38.1	13.1	43.7	59.0	54.4
	AMP.	92.7	99.0	45.9	113.0	170.8	140.2
	% CARGA	18.5 %	19.8 %	9.2 %	22.6 %	34.2 %	28.0 %
L-2252	MW	123.6	128.0	74.8	134.0	28.5	145.4
	AMP.	336.3	348.6	211.8	366.9	133.3	389.5
	% CARGA	67.3 %	69.7 %	42.4 %	73.4 %	26.7 %	77.9 %
L-2251	MW	155.4	155.4	77.7	155.4	0.4	155.5
	AMP.	402.7	403.8	201.6	406.4	27.5	402.4
	% CARGA	80.5 %	80.8 %	40.3 %	81.3 %	5.5 %	80.5 %
L-1120	MW	13.4	9.8	6.6	10.6	38.5	1.6
	AMP.	83.7	91.9	115.1	79.4	230.3	60.4
	% CARGA	27.9 %	30.6 %	38.4 %	26.5 %	76.8 %	20.1 %
L-1121	MW	24.1	20.1	1.9	15.2	33.4	5.1
	AMP.	116.1	108.2	99.6	82.3	198.4	50.5
	% CARGA	38.7 %	36.1 %	33.2 %	27.4 %	66.1 %	16.8 %
L-2224	MW	15.9	4.0	7.6	12.3	68.2	51.8
	AMP.	79.3	61.5	57.6	47.0	176.6	134.9
	% CARGA	11.7 %	9.1 %	8.5 %	6.9 %	26.1 %	19.9 %

Cuadro 3.2 : Resumen de carga en las líneas en condiciones normales

TENSIONES	MAXIMA AVENIDA	MAXIMA ESTIAJE	MEDIA AVENIDA	MEDIA ESTIAJE	MINIMA AVENIDA	MINIMA ESTIAJE
PARAMONGA N.	223.1	221.0	225.0	220.6	220.8	218.0
HUACHO	218.4	218.5	221.8	219.2	217.4	217.1
ZAPALLAL	210.9	212.2	212.9	213.5	214.1	213.8
VIZCARRA	224.4	224.4	224.4	224.4	224.4	224.4
220TINGO M.	218.7	218.3	219.9	217.2	214.8	219.2
138TINGO M.	135.3	137.7	134.7	135.3	134.8	133.1
AGUAYTIA	223.3	223.1	222.4	220.9	215.6	223.6
PARAGSHA2	121.1	119.8	120.5	122.0	120.9	122.4
HUANUCO	127.7	127.3	128.0	128.8	128.6	128.1
TOCACHE	138.3	138.5	138.0	138.6	138.3	136.6
OROYA NUEVA	221.7	222.7	220.7	222.0	222.8	221.4
PACHACHACA	222.8	222.9	221.7	222.8	223.2	221.7

Cuadro 3.3 : Perfil de tensiones en condiciones normales

En el Cuadro 3.2 se observa que en la época de avenida para los casos de máxima y mínima demanda las líneas L-2212 y L-2213 presentan cargas cercanas a su valor nominal, asimismo en mínima demanda sucede lo mismo para las líneas L-1120 y L-1121. Las cargas de las líneas L-2251, L-2252 y L-2253 están principalmente influenciados por la operación de la central Aguaytía. En el resto de las líneas se observa que la carga en las líneas se encuentra muy por debajo de sus valores nominales.

Se debe mencionar que cuando la carga de una línea sobrepasa el valor de su potencia natural, la línea consume reactivos del sistema originando que la tensión disminuya. De acuerdo al Anexo 3.4 [4] que muestran las potencias naturales de las líneas del SEIN, las líneas L-2212 y L-2213 sobrepasan su potencia natural (que es 125.1 MW) en mínima y máxima demanda de la época de avenida, por lo que provoca la disminución de la tensión en Lima, es así que el impacto de ésta sobrecarga se siente con mayor fuerza en la máxima demanda para época de avenida (verano) cuando los niveles de tensión en Lima llegan a valores muy por debajo de sus valores normales de operación. Así mismo se observa que la carga de las líneas L-2251 y L-2252 en la mayoría de las veces está por encima de su potencia natural, esto es debido a que la carga en dichas líneas esta directamente influenciado con la operación de la CT. Aguaytía, es decir cuando la central se encuentre a plena carga con sus dos unidades las cargas de dichas líneas serán mayores a su potencia natural.

En el Cuadro 3.3 se observa que la tensión en barras de las subestación Paramonga Nueva se encuentra dentro de niveles aceptables y es regulada principalmente por las centrales Cañón del Pato, Cahua, ternas de la línea Chimbote 1 - Trujillo Norte y el reactor de la subestación Paramonga Nueva. Los perfiles de tensión en las subestaciones de 138 kV son característicos en ésta área, así tenemos que en la subestación Tingo María la

tensión varía entre 133 y 138 kV, en la subestación Huanuco la tensión está alrededor de 128 kV. En la subestación Paragsha 2 la tensión varia entre 120 a 122 kV, siendo esta subestación la más crítica por presentar los valores más bajos de tensión. Para el resto de las subestaciones las tensiones en barras se encuentran cerca de su valor nominal.

3.2.2. ENERGIZACION Y SINCRONIZACION DE LAS LINEAS DEL AREA DE INFLUENCIA

En esta sección se muestra los resultados del análisis de la operación en vacío de las líneas (Efecto Ferranti), para un escenario de media demanda en épocas de avenida y estiaje, para observar las condiciones de tensión y ángulo que se presentan al momento de reponer (sincronizar) las líneas L-2213, L-2253, L-2252, L-1120 y L-2224.

Este análisis no ha sido realizado para las líneas L-1122, L-1124 y L-2251 por ser radiales, asimismo no se ha considerado las líneas L-2212 y L-1121 debido a que sus resultados son casi similares a los obtenidos para las líneas L-2213 y L-1120 respectivamente.

Los resultados del análisis se consignan en el Anexo 3.5

Se ha considerado como criterio para sincronizar una línea que la diferencia de tensiones sea menor al 5% de la tensión nominal de la línea y la diferencia del ángulo de las tensiones sea menor a 20°. Para el caso de la sincronización de la línea L-2224 la diferencia angular debe ser menor a 15°.

- **Energización y sincronización de la línea L-2213**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
HUACHO	PARAMONGA	216.14	-7.57	222.65	-0.67	217.58	-7.62	222.84	-12.02
PARAMONGA	HUACHO	211.54	-1.00	211.89	-7.09	210.92	-12.57	213.10	-7.15

Cuadro 3.4 : Efecto Ferranti de la línea L-2213

La desconexión programada de la línea L-2213 origina la separación del área Norte del SEIN debido a que no es confiable mantener el enlace entre las subestaciones Tingo María – Vizcarra - Paramonga Nueva – Chimbote 1 por constituir un circuito muy largo, por lo que se recomienda la desconexión de la línea L-2253 antes de la línea L-2213. Asimismo, en este escenario se recomienda desconectar la línea L-2251 porque al estar en

operación con la línea L-2252 se presentan efectos de ferro-resonancia provocando la desconexión de ambas líneas [5].

De acuerdo al Cuadro 3.4 se observa que se cumplen las condiciones para realizar la sincronización de la línea L-2213 tanto en la subestación Paramonga Nueva como en la subestación Huacho. Operativamente, bajo el criterio de realizar la energización de la línea desde la barra más fuerte, se recomienda realizar la energización de la línea desde la subestación Huacho y sincronizar la misma en la subestación Paramonga Nueva.

- **Energización y sincronización para la línea L-2253**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SONCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
PARAMONGA	VIZCARRA	222.99	-1.20	224.40	-22.59	223.35	-3.38	224.40	-26.26
VIZCARRA	PARAMONGA	228.43	-23.27	222.81	-1.27	228.43	-26.92	223.14	-3.43

Cuadro 3.5 Efecto Ferranti de la línea L-2253

La desconexión programada de la línea L-2253 origina la disminución de carga de Antamina hasta 25 MW y la desconexión de la línea L-2251 por los motivos expuestos en el párrafo anterior [5].

De acuerdo al Cuadro 3.5 se observa que el valor de la diferencia de tensión entre las barras y el extremo de la línea L-2253 cumple la condición para realizar la sincronización, tanto en la subestación Paramonga Nueva como en la subestación Vizcarra, mas no así la diferencia angular de las tensiones, la cual se encuentra fuera del límite. Es por esta razón que operativamente el propietario la línea L-2253 (ETESELVA) dispuso que para reponerla se debía sacar de servicio previamente las líneas L-2255, L-2252 y el SVC de la subestación Vizcarra (interrumpiendo totalmente el suministro a Antamina) para luego energizar radialmente la línea L-2253 desde la subestación Paramonga Nueva, procediendo a reponer la línea L-2252, el SVC de la subestación Vizcarra y finalmente reponer el suministro a Antamina.

De acuerdo a los casos simulados, se observa que se podría energizar la línea L-2253 desde la subestación Paramonga Nueva y realizar la sincronización de la línea en la subestación Vizcarra sin necesidad de interrumpir el suministro de Antamina. Para esto se requiere disminuir el ángulo de la tensión de barras de Paramonga Nueva, disminuyendo el flujo por la línea L-2215. En los casos simulados se observa que al disminuir en 100 MW

la generación en el área Norte se logra disminuir la diferencia angular entre la barra de la subestación Vizcarra y el extremo de la línea L-2253 por debajo de los 20°.

- **Energización y sincronización para la línea L-2252**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
VIZCARRA	TINGO MARIA	218.28	-9.75	221.72	2.46	218.28	-17.91	226.27	--0.59
TINGO MARIA	VIZCARRA	220.07	2.34	224.40	-9.83	226.23	-0.81	224.40	-17.99

Cuadro 3.6 : Efecto Ferranti de la línea L-2252

De acuerdo al Cuadro 3.6 se observa que en época de avenida la diferencia de tensiones y ángulo están dentro de los límites para realizar la sincronización siempre y cuando la línea L-2252 sea energizada en serie con el reactor de Tingo María. La condición óptima para que la diferencia angular sea mínima es que la central Aguaytía se encuentre fuera de servicio. Operativamente se ha optado que para la reposición de la línea L-2252, ésta debe ser energizada desde la subestación Vizcarra, debido a que es aconsejable energizar una línea desde una barra que cuenta con un SVC, además la energización de la línea desde la subestación Tingo María estando la línea L-2251 en servicio podría originar efectos de ferro-resonancia [5].

- **Energización y sincronización para la línea L-1120**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
PARAGSHA 2	HUANUCO	122.23	5.10	130.12	0.58	122.30	6.34	131.89	15.80
HUANUCO	PARAGSHA 2	135.16	0.20	119.17	5.50	137.05	15.39	119.02	6.77

Cuadro 3.7 : Efecto Ferranti de la línea L-1120

De acuerdo al Cuadro 3.7 se observa que la condición óptima para poner en servicio la línea L-1120, de acuerdo a los niveles de tensión, se produce al energizar la línea desde la subestación Paragsha 2. La diferencia angular entre el extremo de la línea y la barra de la subestación Huánuco se encuentra dentro de los límites permitidos, pero se observa una diferencia de tensión de hasta 9 kV. Para disminuir este valor se puede regular

la tensión en barras de la subestación Huanuco a través del autotransformador 220/138 kV de la subestación Tingo María y/o subir la tensión en barras de la subestación Paragsha 2 a través de la generación y equipos de compensación del sistema de Electroandes.

No se recomienda energizar la línea desde la subestación Huanuco debido a que se producen diferencias de tensiones mucho mayores que el caso anterior.

- **Energización y sincronización para la línea L-2224**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
PACHACHACA	OROYA NUEVA	223.20	5.63	225.70	-2.55	224.02	5.38	221.88	-2.79
OROYA NUEVA	PACHACHACA	228.35	-2.43	222.86	5.66	224.49	-2.61	224.41	-2.60

Cuadro 3.8 Efecto Ferranti de la línea L-2224

De acuerdo al Cuadro 3.8 se observa que para poner en servicio la línea L-2224 no se presentan problemas de diferencia de tensión y de ángulo. Si la central Aguaytia se encuentra fuera de servicio, que podría suceder en épocas de avenida, se presentan diferencias angulares de hasta de 31°; en este caso se deberá sincronizar por lo menos una unidad de la central Aguaytía para poner en servicio la línea. Se ha dado casos en que se ha intentado cerrar la línea L-2224 con altas diferencias angulares, es decir estando la central Aguaytía fuera de servicio, provocando oscilaciones de tensión en el sistema 50 kV de Electroandes originando rechazos de cargas en dicha área [6].

3.2.3. SECUENCIAS DE MANIOBRAS

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de las líneas 220 kV L-2212 y L-2213 (Zapallal – Huacho - Paramonga Nueva)

Las condiciones previas principales para desconectar éstas líneas son:

- Las líneas L-2251, L-2253 fuera de servicio.
- Líneas L-2215 y L-2252 en servicio.
- SVC de la subestación Vizcarra en servicio.
- La carga de Antamina limitada a un máximo de 25 MW y la carga de SIDERPERU limitada a un promedio de 25 MW, sin la operación de sus hornos [7].

- Deberá estar en servicio por lo menos una unidad turbogas de la central térmica Chimbote para compensar las pequeñas fluctuaciones de la carga de SIDERPERU, esta unidad deberá operar con carga mínima [7].
- El SVC de la subestación Trujillo Norte en servicio.
- Reactor de 40 MVAR de la subestación Paramonga Nueva en servicio.
- Central Cahua en servicio

La desconexión programada de la línea L-2213 se realiza abriendo su interruptor en la subestación Paramonga Nueva para luego desenergizar la línea desde la subestación Huacho. La línea se abre en la subestación Paramonga Nueva con una carga de cero Amperios (0 MW, 0 MVAR), para lograr esta condición se regula la potencia activa con las centrales Carhuaquero y/o Cañón del Pato, mientras que la potencia reactiva se regula actuando sobre el SVC de la subestación Trujillo Norte, la central Cañón del Pato y/o la central Cahua.

El área Norte queda en sistema aislado, con la central Carhuaquero regulando su frecuencia y la subestación Paramonga Nueva queda alimentada desde el área Norte mediante la línea L-2215.

Para poner en servicio la línea L-2213 se energiza desde la subestación Huacho, se busca las condiciones de sincronismo (desfasaje nulo, frecuencia y tensión iguales) y se efectúa el paralelo del área norte con el SEIN mediante el cierre del interruptor de la L-2213 en la subestación Paramonga Nueva.

Si se requiere desconectar sólo la línea L-2212, en forma similar a la línea L-2213 y cumpliéndose las mismas condiciones preliminares se desconecta la línea en la subestación Huacho con la condición de cero Amperios (0 MW, 0 MVAR) para luego desenergizar la línea desde la subestación Zapallal, las subestaciones Paramonga Nueva y Huacho con sus respectivas cargas quedan alimentadas desde el área Norte mediante las líneas L-2215 y L-2213 respectivamente. En este caso para poner en servicio la línea L-2212, se energiza desde la subestación Zapallal y el paralelo del área Norte con el SEIN se realiza a través del cierre del interruptor de la L-2212 en la subestación Huacho.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de la línea 220 kV L-2253 (Paramonga Nueva – Vizcarra)

Las condiciones previas principales para desconectar ésta línea son:

- La línea L-2251 fuera de servicio.

- Líneas L-2212, L-2213, L-2215 y L-2252 en servicio.
- La carga de Antamina limitada a un máximo de 25 MW
- SVC de la subestación Vizcarra en servicio
- Central térmica Aguaytía fuera de servicio

La desconexión programada de la línea L-2253 se realiza abriendo sus interruptores del anillo 220 kV de la subestación Vizcarra para luego desenergizar la línea desde la subestación Paramonga Nueva. Esta maniobra no origina sistemas aislados por lo que la línea se abre con carga. Las líneas 220 kV L-2255/L-2252 (Antamina – Vizcarra – Tingo María) y el SVC de la subestación Vizcarra quedan en servicio alimentando a la carga limitada de Antamina.

Para la reposición de la línea L-2253, de acuerdo al procedimiento propuesto y aprobado por Antamina y ETESELVA, previamente se saca de servicio las líneas L-2255, L-2252 y el SVC de Vizcarra interrumpiendo el suministro a Antamina, se energiza la L-2253 desde Paramonga Nueva y se procede a cerrar sus interruptores de la subestación Vizcarra. Posteriormente se pone en servicio la línea L-2252, el SVC de Vizcarra y la línea L-255, procediendo a recuperar el suministro de Antamina.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de la línea 220 kV L-2252 (Tingo María – Vizcarra)

Las condiciones previas principales para desconectar ésta línea son:

- El SVC de Vizcarra en servicio.
- Líneas L-2212, L-2213, L-2215 y L-2253 en servicio.

La desconexión programada de la línea L-2252 se realiza abriendo sus interruptores del anillo 220 kV de la subestación Tingo María con el reactor 30 MVAR conectado, luego desde la subestación Vizcarra se desenergiza la línea L-2252 en forma conjunta con el reactor de la subestación Tingo María. La carga de Antamina es alimentada a través de la línea L-2253 desde la subestación Paramonga Nueva. La línea L-2251 puede quedar energizada desde Tingo María alimentando a la subestación Aguaytía permitiendo, si fuera necesario, el ingreso de la central Aguaytía con carga limitada.

Para poner en servicio la línea L-2252, desde la subestación Vizcarra la línea es energizada en forma conjunta con el reactor de la subestación Tingo María. Para luego cerrar el anillo 220 kV en la subestación Tingo María. Para disminuir la diferencia angular

se deberá disminuir la generación de la central térmica Aguaytía, si esta estuviera en servicio.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de la línea 220 kV L-2251 (Tingo María – Aguaytía)

Las condiciones previas principales para desconectar ésta línea son:

- Central térmica de Aguaytía fuera de servicio
- El SVC de Vizcarra en servicio.

La desconexión programada de la línea L-2251 se inicia con la desconexión de los dos transformadores 220/10 kV de las unidades TG-1 y TG-2 de la central térmica de Aguaytía, luego se desenergiza la línea L-2251 abriendo sus interruptores en la subestación Tingo María. La subestación Aguaytía queda fuera de servicio y los servicios auxiliares de la central térmica de Aguaytía son alimentados a través de un grupo electrógeno.

Para la reposición de la línea L-2251, se energiza la línea desde la subestación Tingo María y se procede a restablecer los transformadores de la subestación Aguaytía para la disponibilidad de las unidades térmicas de la central.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de las líneas 138 kV L-1120/1121 (Paragsha 2 – Huanuco - Tingo María)

Las condiciones previas principales para desconectar éstas líneas son:

- Las líneas L-2252, L-2253 y el autotransformador 220/138 kV de la subestación Tingo María en servicio.
- Las líneas de 138kV L-1703 (Carhuamayo – Paragsha 2) y L-1704 (Paragsha 2 – Paragsha 1) del sistema de Electroandes en servicio
- Tensión en la barra 138 kV de la subestación Paragsha 2 mayor a 124 kV.
- Banco de condensadores de la subestación Paragsha 1 en servicio

La desconexión programada de la línea L-1121 se realiza abriendo su interruptor en la subestación Tingo María para luego desenergizar la línea desde la subestación Huanuco. Es recomendable abrir la línea con una carga baja (menor a 30 MW) debido a que el reacomodo de flujos en la líneas origina oscilaciones de tensión podría provocar restricciones de cargas en el sistema 50 kV de Electroandes. La disminución de flujo por la línea L-1121 se realiza actuando principalmente sobre las centrales Aguaytía y Cañón del Pato. Mientras la línea L-1121 esté fuera de servicio, los suministros de las subestaciones

Tingo María, Aucayacu y Tocache serán alimentados desde el autotransformador 220/138 kV de la subestación Tingo María y los suministros de las subestación Huanuco se alimentan a través de la línea L-1120.

Para reponer la línea L-1121, se energiza desde la subestación Huanuco y se pone en servicio cerrando su interruptor en la subestación Tingo María. Dependiendo de la configuración de la generación al momento de cierre del interruptor de la línea en la subestación Tingo María podría presentarse una gran diferencia angular entre el extremo de la línea energizada y la barra de la subestación Tingo María. Dicha diferencia será disminuida con el ingreso de una unidad de la central Aguaytía y/o subiendo momentáneamente la generación de las centrales del área Norte.

Para desconectar sólo la línea L-1120, en forma similar a la línea L-1121 y cumpliendo las mismas condiciones preliminares y recomendaciones se abre el interruptor de la línea L-1120 en la subestación Huanuco para luego desenergizar la línea desde la subestación Paragsha 2; las subestaciones Huanuco, Tingo María, Aucayacu y Tocache quedan alimentadas desde el autotransformador 220/138 KV de la subestación Tingo María. Para reponer la línea L-1120, ésta se energiza desde la subestación Paragsha 2 y se pone en servicio cerrando su interruptor en la subestación Huanuco, de la misma manera que la línea L-1121 podría presentarse una gran diferencia angular entre el extremo de la línea energizada y la barra de la subestación Huanuco, dicha diferencia es disminuida con el ingreso de una unidad de la central Aguaytía y/o subiendo momentáneamente la generación de las centrales del área Norte.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de la línea 220 kV L-2224 (Pachachaca – Oroya Nueva)

Las condiciones previas principales para desconectar éstas líneas son:

- Línea L-2224 con una carga menor a 20 MW.
- Autotransformador 220/138 kV de la subestación Tingo María en servicio
- Líneas L-2252, L-2253, L-1120 y L-1121 en servicio
- Todas las unidades de las centrales Yaupi y Malpaso en servicio.
- Banco de condensadores de las subestaciones de Huanuco y Tingo María, disponibles.

La desconexión programada de la línea L-2224 se realiza abriendo el interruptor común de la línea con el autotransformador 220/50 kV de la subestación Oroya Nueva,

para luego desenergizar la línea abriendo sus interruptores del anillo de la subestación Pachachaca. La desconexión de la línea L-2224 se realiza con una carga menor a 20 MW debido a que el reacomodo de flujos en la línea origina fluctuaciones de tensión que provocan restricciones de cargas principalmente en el sistema de Electroandes en niveles de 50 kV [6]. Para disminuir el flujo por la línea L-2224, se subirá la generación de las centrales Yaupi y Malpaso al máximo y mientras la línea L-2224 se encuentra fuera de servicio se controla el flujo a través del autotransformador de Tingo María, el cual esta limitado a 40 MW.

Para reponer la línea L-2224, inicialmente en la subestación Oroya Nueva se abren los dos interruptores 50 kV del transformador 220/50 kV, luego se energiza la línea L-2224 desde la subestación Pachachaca y en la subestación Oroya Nueva se cierra el interruptor común a la línea y el transformador 220/50 kV quedando este último energizado por el lado de 220 kV, finalmente se cierran los interruptores 50 kV del transformador. En este último paso, si ninguna unidad de la central Aguaytía se encuentra en servicio y aún con las centrales Malpaso y Yaupi al máximo, se presentan valores muy altos de diferencias angulares entre el lado 50 kV del transformador y la barra 50 KV de la subestación Oroya Nueva por lo que para cerrar los interruptores 50 kV del transformador necesariamente se tiene que coordinar el ingreso de por lo menos una unidad de la central Aguaytía para conseguir que el valor de la diferencia angular sea menor a 15°.

3.3. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO

Se efectuó el análisis de cortocircuito en las barras de las subestaciones ubicadas en el área de influencia. De los casos simulados (Ver Anexo 3.6), se obtuvo un resumen que se muestra en el Cuadro 3.9

Pcc (MVA)	MAXIMA AVENIDA	MAXIMA ESTIAJE	MEDIA AVENIDA	MEDIA ESTIAJE	MINIMA AVENIDA	MINIMA ESTIAJE
PARAMONGA 220	906.6	890.1	876.5	894.9	719.6	828.5
HUACHO 220	896.3	883.2	882.2	894.9	765.6	828.3
ZAPALLAL	1877.9	1709.9	1695.8	1743.1	1654.2	1486.3
VIZCARRA	596.2	596.7	548.1	598.2	385.1	585.0
TINGO M. 220	681.9	680.4	561.2	672.8	261.4	675.2
TINGO M. 138	340.1	339.5	315.3	340.2	218.8	339.6
HUANUCO	293.1	291.0	285.8	298.2	239.3	296.4
PARAGSHA2	397.5	390.7	390.5	403.4	364.1	406.1
OROYA NUEVA 220	1722.6	1659.5	1627.2	1668.9	1612.0	1471.6
PACHACHACA	2347.1	2215.4	2159.6	2230.4	2119.3	1852.6

Cuadro 3.9 : Potencia de cortocircuito en barras

4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

En el análisis de estado estacionario en contingencia se ha considerado los siguientes casos:

- **Caso 1. Desconexión de la línea L-2213 (Paramonga Nueva – Huacho) para épocas de avenida y estiaje en casos de mínima, media y máxima demanda.**

En las simulaciones de esta contingencia no se logró convergencia para el escenario de mínima demanda en épocas de avenida y estiaje. Estos resultados se explican debido a que en estos casos antes de la desconexión, la línea L-2213 tiene una carga alta con dirección de Centro a Norte y su desconexión intempestiva provoca que su carga sea asumida por el circuito de 138 KV Paragsha 2 – Huanuco – Tingo María. Al sobrepasar su capacidad, este circuito, desconectará por sobrecarga, separando el área Norte del SEIN originando el colapso del área Norte por déficit de potencia activa; asimismo se perderá todas las cargas de las subestaciones Huánuco, Tingo María, Aucayacu, Tocache y Antamina.

En el escenario de media demanda para las épocas de avenida y estiaje, cuando la carga de la línea L-2213 es menor a 50 MW, podría darse el caso que luego de su desconexión intempestiva su carga sea asumida por el autotransformador de la subestación Tingo María. En este caso, la permanencia del enlace Tingo María – Vizcarra – Paramonga Nueva – Chimbote 1 dependerá principalmente del comportamiento dinámico de las unidades de las centrales Aguaytía y CH Cañón del Pato.

En el escenario de máxima demanda para épocas de avenida y estiaje, cuando el flujo de la línea L-2213 es de Norte a Centro, su desconexión intempestiva originará el incremento de la carga en el circuito de 138 KV Paragsha 2 – Huanuco – Tingo María y su desconexión por sobrecarga. Dependiendo principalmente de la respuesta de las centrales Cañón del Pato y Carhuaquero, el área norte podría quedar separado del SEIN e inclusive colapsar; se debe mencionar que de todas maneras se perderá la central Aguaytía y la carga de Antamina.

- **Caso 2. Desconexión de las líneas 220 kV Paramonga Nueva - Vizcarra (L-2253) y Vizcarra - Tingo María (L-2252) para épocas de avenida y estiaje para casos de mínima, media y máxima demanda.**

Como premisa se conoce que independiente de la época de avenida o estiaje o que la central Aguaytía este o no en servicio, debido a la presencia de sobretensiones y efectos de ferresonancia [5], ETESELVA habilitó lógicas de protección en las líneas L-2251, L-2252 y L-2253 con la finalidad de proteger sus equipos. De esta manera, ante la desconexión intempestiva de la línea L-2253, la lógica de protección realiza la desconexión por teleprotección de las líneas L-2252 y L-2251 [8]; si la desconexión intempestiva es de la línea L-2252 la lógica de protección realiza la desconexión por teleprotección sólo de la línea L-2251 [9]. Asimismo se tiene conocimiento que cuando se presentan recierres o se produce la desconexión intempestiva de las líneas L-2253 y L-2252, Antamina disminuye su carga de 85 a 25 MW por actuación de sus protecciones internas [10].

Los resultados de las simulaciones muestran que luego de la desconexión intempestiva de la línea L-2253 (considerando que Antamina disminuye su carga a 25 MW), podría quedar en servicio la línea L-2252 conectada desde Tingo María con la carga de Antamina. En este caso la lógica de protección debería discriminar la operación de la central térmica Aguaytía, es decir si la central está en servicio con una unidad la línea L-2251 podría quedar en servicio, pero si la central térmica Aguaytía se encuentra fuera de servicio la línea L-2251 debería ser desconectada por la lógica de protección. En forma similar ante la desconexión intempestiva de la L-2252, la carga de Antamina (reducida a 25 MW) queda alimentada desde Paramonga Nueva y la desconexión de la L-2251 debería ser discriminada por la lógica de protección considerando la operación de la central térmica de Aguaytía.

- **Caso 3. Desconexión de la línea 220 kV Pachachaca - Oroya Nueva (L-2224) para épocas de avenida y estiaje para casos de mínima, media y máxima demanda.**

Los resultados de las simulaciones muestran que en todos los casos la desconexión intempestiva de la línea L-2224 originará que su carga sea

asumida por el circuito 220 KV Zapallal – Huacho – Paramonga Nueva sin producir separación de áreas.

Se observa que en mínima demanda para época de avenida cuando el flujo en la línea L-2224 llega a 68 MW con dirección Pachachaca – Oroya Nueva la desconexión intempestiva de la línea originará que la carga de la línea L-2212 se incremente hasta 246 MW (678 A que representa una sobrecarga de 135.6 %) sobrepasando sus límites, lo que podría causar su desconexión originando el colapso del área Norte.

Asimismo en época de estiaje para un escenario de mínima demanda cuando la generación del área de Electroandes se encuentre al mínimo se observa que ante la desconexión intempestiva de la línea L-2224, su carga de 51 MW será tomada por el sistema de Electroandes a través del autotransformador 220/138 kV de la subestación Tingo María pudiendo sobrecargarse; lo que podría ocasionar su desconexión y de esta manera colapsaría el área de Electroandes.

Para todos los otros escenarios se observa que al encontrarse la línea L-2224 con baja carga, ésta será asumida por las líneas L-2212 y L-2213 sin ocasionar graves consecuencias.

CAPITULO IV

OPERACION DEL AREA DE INFLUENCIA CON LA INCORPORACION DE LA LINEA OROYA NUEVA – CARHUAMAYO – PARAGSHA 2 – VIZCARRA

Para el análisis de la operación en estado estacionario del área de estudio se ha considerado en servicio las líneas de ISA-Perú en 220 kV L-2254 (Vizcarra – Paragsha 2), L-2258 (Paragsha2 - Carhuamayo), L-2259 (Carhuamayo - Oroya Nueva), en 138 kV L-1125 (Aguaytía – Pucallpa) y los Autotransformadores 220/138 kV de la SE. Aguaytía y Paragsha 2. Luego se ha efectuado lo siguiente:

- Simulaciones de flujos de potencia en operación normal en épocas de avenida y estiaje para condiciones de mínima, media y máxima demanda, con el fin de verificar las sobrecargas de las líneas y las tensiones en las barras.
- En aquellas líneas consideradas en el capítulo anterior se realizó el análisis de la energización de la línea en vacío (efecto Ferranti) para el escenario de media demanda en época de avenida y estiaje, para observar las condiciones de tensión y ángulo antes de reponer las líneas.
- Se describe la secuencia de maniobras para desconectar y conectar la línea, siguiendo los pasos para realizar las maniobras con la mayor seguridad.
- El cálculo de cortocircuito trifásico en las barras de las subestaciones del área de influencia.
- El análisis de contingencia que considera la desconexión de las mismas líneas que fueron consideradas en el capítulo anterior.

4.1. Criterios y premisas para el diagnóstico de la operación del área de análisis

- Como las demandas son las mismas del capítulo anterior, se consideró el mismo despacho típico del Sistema (Ver Anexo 3.1).
- Se consideró que todas las unidades hidráulicas y térmicas del SEIN están disponibles.
- Las unidades de generación fueron despachadas considerando criterios de congestión en líneas y transformadores, así mismo se utilizó el despacho de unidades por tensión en los casos que fue necesario.
- Se consideró el despacho de las centrales de acuerdo a su disponibilidad hidrológica y considerando su compromiso de entrega de agua para riego o para consumo.
- En forma similar al capítulo anterior, se consideró los mismos costos variables para Marzo del 2003 para la época de avenida y otra del mes de octubre del 2003 para la época de estiaje las que se muestran en el Anexo 3.2.

4.2. Características de operación del área de análisis

4.2.1. Simulación de flujos de potencia.

Se han repetido las simulaciones de flujo de potencia para máxima, media y mínima demanda en épocas de avenida y estiaje del ítem 3.2, con las líneas nuevas del proyecto de ISA-Perú.

Los resultados obtenidos en el Anexo 4.1, se muestran en los cuadros 4.1 y 4.2.

LINEA		MAXIMA AVENIDA	MAXIMA ESTIAJE	MEDIA AVENIDA	MEDIA ESTIAJE	MINIMA AVENIDA	MINIMA ESTIAJE
L-2212	MW	110.3	80.1	59.3	47.8	89.6	60.3
	AMP.	289.7	211.4	158.3	126.1	259.5	177.6
	% CARGA	57.9 %	42.3 %	31.7 %	25.2 %	51.9 %	35.5 %
L-2213	MW	126.8	97.2	70.3	58.2	76.0	48.6
	AMP.	327.4	253.2	181.7	152.7	211.4	133.6
	% CARGA	65.5 %	50.6 %	36.3 %	30.5 %	42.3 %	26.7 %
L-2253	MW	13.7	40.8	2.6	57.8	14.9	87.9
	AMP.	50.6	106.3	38.8	149.3	55.3	226.2
	% CARGA	10.1 %	21.3 %	7.8 %	29.9 %	11.1 %	45.2 %
L-2252	MW	106.8	127.1	55.5	134.8	0.5	122.3
	AMP.	288.2	342.6	138.2	366.0	53.7	327.2
	% CARGA	57.6 %	68.5 %	27.6 %	73.2 %	10.7 %	65.4 %
L-2251	MW	136.1	159.2	65.9	164.4	11.3	144.8
	AMP.	355.8	418.6	171.7	435.4	43.4	373.4
	% CARGA	71.2 %	83.7 %	34.3 %	87.1 %	8.7 %	74.7 %
L-1120	MW	13.5	16.7	2.3	21.1	17.7	14.1
	AMP.	63.7	76.7	47.2	95.2	112.6	68.2
	% CARGA	21.2 %	25.6 %	15.7 %	31.7 %	37.5 %	22.7 %
L-1121	MW	24.1	27.1	6.7	25.9	14.0	17.7
	AMP.	105.6	118.0	42.7	111.9	93.1	77.3
	% CARGA	35.2 %	39.3 %	14.2 %	37.3 %	31.0 %	25.8 %
L-2224	MW	21.3	0.0	32.9	15.0	151.0	95.4
	AMP.	56.6	2.4	86.2	39.7	388.8	251.3
	% CARGA	8.4 %	0.4 %	12.7 %	5.9 %	57.4 %	37.1 %
L-2254	MW	4.4	3.5	34.1	13.3	103.1	55.6
	AMP.	30.1	38.2	99.1	50.7	273.0	149.5
	% CARGA	6.8 %	8.6 %	22.4 %	11.5 %	61.7 %	33.8 %
L-2258	MW	24.3	14.6	18.0	5.0	100.5	44.0
	AMP.	75.5	54.0	51.0	32.7	259.6	113.5
	% CARGA	17.1 %	12.2 %	11.5 %	7.4 %	58.7 %	25.6 %
L-2259	MW	24.3	14.6	18.0	5.0	101.4	44.2
	AMP.	66.8	42.6	54.3	17.2	261.5	119.0
	% CARGA	15.1 %	9.6 %	12.3 %	3.9 %	59.1 %	26.9 %

Cuadro 4.1 : Resumen de carga de las líneas en condiciones normales

TENSIONES	MAXIMA AVENIDA	MAXIMA ESTIAJE	MEDIA AVENIDA	MEDIA ESTIAJE	MINIMA AVENIDA	MINIMA ESTIAJE
PARAMONGA 220	224.4	221.2	225.1	220.5	224.9	218.8
HUACHO	220.4	218.9	222.1	219.2	222.9	218.6
ZAPALLAL	212.9	213.1	213.7	213.9	217.3	215.6
VIZCARRA	224.4	224.4	224.4	224.4	224.4	224.4
220TINGO M.	220.8	219.5	222.0	218.2	221.9	220.7
138TINGO M.	134.2	133.5	134.4	133.8	133.1	135.0
AGUAYTIA	224.0	223.4	223.4	221.4	222.7	223.8
PARAGSHA 138	126.0	125.2	125.6	125.8	126.0	126.7
PARAGSHA 220	224.1	223.3	223.2	223.6	222.7	223.9
HUANUCO	129.6	128.8	130.3	129.7	130.0	131.0
TOCACHE	137.2	136.5	137.7	137.1	136.5	138.5
OROYA NUEVA	225.2	224.3	223.4	224.0	224.6	224.0
PACHACHACA	225.3	224.5	223.4	224.0	224.8	223.6
220CARHUAM.	225.1	224.3	223.9	224.4	223.6	224.5

Cuadro 4.2 : Perfil de tensiones en condiciones normales

Del Cuadro 4.1 se observa que en todos los casos, todas las líneas de la zona de influencia del proyecto presentan cargas por debajo de su valor nominal; con la operación

de las líneas del proyecto ISA-Perú disminuye la carga en las líneas L-2212 y L-2213 que en el capítulo anterior se mostraban con cargas cercanas a su nominal. Asimismo se observa que respecto al capítulo anterior, los valores de carga de las líneas L-2212 y L-2213 están por debajo de su potencia natural lo que permitirá la mejor regulación de tensión en las barras de Lima.

A diferencia del capítulo anterior se observa que en esta ocasión en mínima demanda para época de avenida la carga de la línea L-2224 sobrepasó al valor de su potencia natural (122.3 MW) esto se explica debido a que, por despacho económico, se debe bajar la generación de la central Cañón del Pato al mínimo posible lo que origina que el área Norte deba importar energía desde el área Centro cargando.

Por otro lado en el Cuadro 4.2 se observa que las tensiones en barras de todas las subestaciones se encuentran dentro de niveles aceptables. Respecto a los resultados obtenidos en el capítulo anterior se resalta que la tensión en la barra 138 kV de la subestación Paragsha2 mejora sus valores situándolos entre 125 a 126 kV.

4.2.2 ENERGIZACION Y SINCRONIZACION DE LAS LINEAS DEL AREA DE INFLUENCIA

En esta sección se muestra los resultados del análisis del efecto Ferranti en las líneas para un escenario de media demanda en épocas de avenida y estiaje, para observar las condiciones de tensión y ángulo que se presentan al momento de reponer las líneas L-2213, L-2253, L-2252, L-1120 y L-2224. Este análisis no ha sido realizado para las líneas L-1122, L-1124 y L-2251 por ser radiales, asimismo no se ha considerado las líneas L-2212 y L-1121 debido a que sus resultados serán cercanos a los obtenidos en las líneas L-2213 y L-1120 respectivamente.

Se ha considerado como criterio para sincronizar una línea que la diferencia de tensiones sea menor al 5% de la tensión nominal de la línea y la diferencia del ángulo de las tensiones sea menor a 20°.

Los resultados se consignan en el Anexo 4.2.

- **Energización y sincronización de la línea L-2213**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
HUACHO	PARAMONGA	218.24	-7.82	223.16	16.09	219.47	-6.86	219.92	13.74
PARAMONGA	HUACHO	225.82	15.32	214.05	-7.44	222.48	13.00	215.27	-6.47

Cuadro 4.3 : Efecto Ferranti de la línea L-2213

Bajo este escenario, la desconexión programada de la línea L-2213 no origina la separación del área Norte del SEIN debido a que se mantiene su enlace a través de las líneas L-2224/2259/2258/2254/2253 (Pachachaca - Oroya Nueva – Paragsha 2 – Vizcarra – Paramonga Nueva).

De acuerdo al Cuadro 4.3 se observa que la sincronización de la línea L-2213 se podría realizar energizando la línea desde cualquier extremo, sin embargo, se observa que sólo se cumple la condición de diferencia de tensión menor al 5%, ya que el valor de la diferencia angular es cercano a 20°. Al respecto en la época de avenida se presenta el caso más crítico; para disminuir los valores de diferencia angular se debe disminuir la generación necesaria del área Norte o de la central Cahua o de la central térmica Aguaytía como paso previo para realizar la maniobra de cierre de la línea L-2213.

- **Energización y sincronización para la línea L-2253**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
PARAMONGA	VIZCARRA	223.57	-1.68	224.40	0.13	224.70	-7.22	224.40	13.16
VIZCARRA	PARAMONGA	228.43	-0.11	223.38	-1.75	228.43	12.90	224.44	-7.18

Cuadro 4.4 : Efecto Ferranti de la línea L-2253

En este nuevo escenario la desconexión de la línea L-2253 no origina la disminución de carga de Antamina, ni la desconexión de la línea L-2251 por lo que no se dispone a la central térmica de Aguaytía.

De acuerdo al Cuadro 4.4 se observa que el valor de la diferencia de tensión entre las barras y el extremo de la línea L-2253 cumple la condición para realizar la

sincronización, tanto en la subestación Paramonga Nueva como en la subestación Vizcarra; sin embargo operativamente, se ha optado por energizar la línea desde la subestación Paramonga Nueva con la finalidad de evitar los fenómenos de ferro-resonancia mencionados.

En época de avenida no se presenta problemas de diferencia angular, mientras que en la época de estiaje la diferencia angular de tensión se encuentra fuera del límite; en este caso, para disminuir los valores de diferencia angular se debe aumentar la generación necesaria del área Norte o en todo caso se debe disminuir la generación de la central térmica Aguaytía o Yarinacocha para realizar la maniobra de cierre de la línea L-2253. Se debe resaltar que la maniobra de reposición de la línea no implica la desconexión de la línea L-2252 y de la carga de Antamina tal como se explicó en el capítulo anterior.

- **Energización y sincronización para la línea L-2252**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
VIZCARRA	TINGO MARIA	218.28	-2.76	223.74	25.11	218.28	-3.95	222.96	24.58
TINGO MARIA	VIZCARRA	229.23	23.36	224.40	-2.96	228.93	24.06	224.40	-4.10

Cuadro 4.5 Efecto Ferranti de la línea L-2252

Bajo este escenario, la desconexión de la línea L-2252 origina la restricción de la generación de las centrales térmicas de Aguaytía y Yarinacocha.

De acuerdo al Cuadro 4.5 se observa que el valor de la diferencia de tensión entre las barras y el extremo de la línea L-2252 cumple la condición para realizar la sincronización, tanto en la subestación Vizcarra como en la subestación Tingo María; operativamente, se ha optado por energizar la línea L-2252 desde la subestación Vizcarra con la finalidad de evitar los fenómenos de ferro-resonancia. Se observa que para la época de avenida y estiaje la diferencia angular de tensión se encuentra fuera del límite, en este caso, para disminuir los valores de diferencia angular se debe disminuir la generación de la central térmica Aguaytía para poder realizar la maniobra de cierre de la línea L-2252.

- **Energización y sincronización para la línea L-1120**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
PARAGSHA 2	HUANUCO	131.91	1.37	130.33	2.63	132.43	5.24	131.51	19.05
HUANUCO	PARAGSHA 2	135.38	2.27	130.39	1.51	136.66	18.67	130.91	5.38

Cuadro 4.6 : Efecto Ferranti de la línea L-1120

Bajo este escenario, de acuerdo al cuadro 4.6 se observa que el valor de la diferencia de tensión entre barras y el extremo de la línea cumple la condición para realizar la sincronización de la línea L-1120 tanto en la subestación Paragsha 2 como en la subestación Huanuco; sin embargo la condición más favorable se produce al energizar la línea desde la subestación Paragsha 2. En época de avenida no se presenta problemas de diferencia angular, pero en la época de estiaje la diferencia angular es alta, pero aun así se encuentra dentro de los valores aceptables para poder realizar el cierre de la línea; en este caso, si se desea disminuir los valores de diferencia angular se debe disminuir la generación de la central térmica Aguaytía o Yarinacocha como paso previo para realizar la maniobra de cierre de la línea L-1120.

- **Energización y sincronización para la línea L-2224**

BARRA DE ENERGIZACIÓN	BARRA DE SINCRONIZACIÓN	AVENIDA				ESTIAJE			
		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN		EXTREMO DE LA LINEA		BARRA DE SINCRONIZACIÓN	
		KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.	KV	Gra.
PACHACHACA	OROYA NUEVA	223.21	5.22	227.91	-6.43	223.99	5.87	227.64	2.26
OROYA NUEVA	PACHACHACA	228.28	-6.40	222.87	5.23	228.78	2.23	223.65	5.89

Cuadro 4.7 : Efecto Ferranti de la línea L-2224

De acuerdo al cuadro 4.7 se observa que el valor de la diferencia de tensión entre barras y el extremo de la línea cumple la condición para realizar la sincronización de la línea L-2224, tanto en la subestación Oroya Nueva como en la subestación Pachachaca, además para la época de avenida y estiaje la diferencia angular de tensión se encuentra dentro del límite. Nuevamente se nota que si la central Aguaytía se encuentre fuera de servicio (condición que pudiera suceder en época de avenida principalmente), se presenta diferencias angulares hasta de 28°; por ello es necesario sincronizar por lo menos una

unidad de la central Aguaytía para poner en servicio la línea L-2224. De esta manera se evita oscilaciones de tensión en el sistema 50 kV de Electroandes que provocaría rechazos de cargas en dicho sistema [6].

4.2.3. SECUENCIA DE MANIOBRAS

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de las líneas 220 kV L-2212 y L-2213 (subestación Zapallal – subestación Huacho - subestación Paramonga Nueva)

Con este escenario, la desconexión de la línea L-2213 o de la L-2212 no produce separación de áreas por lo que la maniobra implicará solamente abrir los interruptores de las líneas. El problema se presenta en la reposición de la línea, donde se presentan vaores altos de diferencia angular por lo que se debe disminuir la generación del área Norte y de la CT. Aguaytía para conseguir que la diferencia angular sea menor a 20°.

Las condiciones previas principales para desconectar éstas líneas son:

- Líneas L-2253, L-2254, L-2258, L-2259 y L-2224 en servicio
- Reactor de 40 MVAR de la subestación Paramonga Nueva en servicio
- SVC de la subestación Vizcarra en servicio

La desconexión programada de la línea L-2213 se realiza abriendo su interruptor en la subestación Paramonga Nueva para luego desenergizar la línea desde la subestación Huacho. Se recomienda abrir la línea con un flujo menor a 50 MW principalmente para disminuir las fluctuaciones de carga y tensión en las subestaciones adyacentes a la línea.

Para poner en servicio la línea L-2213 se energiza desde la subestación Huacho, reduciendo la generación del área Norte o de la central de Cahua o de la central térmica de Aguaytía se busca llegar a las condiciones de sincronismo (diferencia de ángulo menor a 20° y diferencia de tensiones menor a 10 kV) y se pone en servicio la línea a través del cierre del interruptor de la L-2213 en la subestación Paramonga Nueva.

Si se requiere desconectar sólo la línea L-2212, en forma similar a la línea L-2213 y cumpliéndose las mismas condiciones preliminares se abre la línea en la subestación Huacho para luego desenergizar la línea desde la subestación Zapallal. Mientras que para la reposición de la línea L-2212, se energiza desde la subestación Zapallal y se procede a cerrar su interruptor en la subestación Huacho cumpliendo las condiciones similares consideradas en la reposición de la línea la L-2213.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de la línea 220 kV L-2253 (subestación Paramonga Nueva – subestación Vizcarra)

Las condiciones previas principales para desconectar ésta línea son:

- Líneas L-2212, L-2213, L-2252, L-2254, L-2258, L-2259 y L-2224 en servicio
- SVC de la subestación Vizcarra en servicio

La desconexión programada de la línea L-2253 se realiza abriendo sus interruptores del anillo 220 kV de la subestación Vizcarra para luego desenergizar la línea desde la subestación Paramonga Nueva. Esta maniobra no produce ninguna limitación de carga de Antamina y tampoco limita la generación de la central térmica Aguaytía. Se recomienda abrir la línea con un flujo menor a 50 MW para disminuir las fluctuaciones de carga y tensión en las subestaciones adyacentes a la línea. Para la reposición de la línea L-2253, se energiza la línea desde la subestación Paramonga Nueva y para disminuir la diferencia angular se deberá aumentar la generación del área Norte. o en todo caso se deberá disminuir la generación de la central térmica Aguaytía o Yarinacocha y se procede a cerrar sus interruptores de la subestación Vizcarra verificando el cumplimiento de las condiciones de cierre.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de la línea 220 kV L-2252 (subestación Tingo María – subestación Vizcarra)

Las condiciones previas principales para desconectar ésta línea son:

- El SVC de Vizcarra en servicio.
- Central térmica de Yarinacocha fuera de servicio.
- Si la central térmica de Aguaytía se encuentra en servicio, ésta deberá estar limitada a 60 MW con la línea L-2251 en servicio. Si la central térmica de Aguaytía se encuentra fuera de servicio la línea L-2251 deberá estar fuera de servicio.
- Líneas L-2213, L-2253, L-2254, L-2258, L-2259 y L-2224 en servicio

La desconexión programada de la línea L-2252 se realiza abriendo sus interruptores del anillo 220 kV de la subestación Tingo María con el reactor 30 MVAR conectado, luego se desenergiza la línea en forma conjunta con el reactor, desde la subestación Vizcarra. La carga de Antamina queda alimentada a través de las líneas L-2253 y L-2254.

Para poner en servicio la línea L-2252, se energiza desde la subestación Vizcarra en forma conjunta con el reactor de la subestación Tingo María y se debe disminuir la

generación de la central térmica de Aguaytía para disminuir la diferencia angular y se procede a cerrar la línea en la subestación Tingo María.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de la línea 220 kV L-2251 (subestación Tingo María – subestación Aguaytia)

Las condiciones previas principales para desconectar ésta línea son:

- Central de Aguaytia fuera de servicio
- Central térmica de Yarinacocha en servicio
- El SVC de Vizcarra en servicio.
- Línea L-1125 en servicio

La desconexión programada de la línea L-2251 se inicia con la desconexión de los dos transformadores 220/10 kV de la TG-1 y TG-2 de la C.T. Aguaytía. Se pone en servicio la CT Yarinacocha, con la finalidad que quede en servicio en sistema aislado con la carga de Pucallpa y Aguaytía. Se regula la generación de la central térmica de Yarinacocha hasta que el flujo en el lado 220 kV del autotransformador 220/138 kV de la subestación Aguaytía sea cero MW y cero MVAR y se abre los interruptores del anillo 220 kV de la subestación Aguaytía correspondientes al autotransformador 220/138 kV y a la línea L-2251, luego se desenergiza la línea L-2251 abriendo sus interruptores en la subestación Tingo María.

Para la reposición de la línea L-2251, se energiza desde la subestación Tingo María, se realiza el paralelo del sistema aislado Pucallpa - Aguaytía con el SEIN y se procede a restablecer los transformadores de las unidades de la CT Aguaytía para la disponibilidad de las unidades de la central térmica.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de las líneas 138 kV L-1120/1121 (subestación Paragsha 2 – subestación Huanuco - subestación Tingo María)

Las condiciones previas principales para desconectar éstas líneas son:

- Las líneas L-2252, L-2253 y autotransformador 220/138 kV de la subestación Tingo María en servicio.
- Las líneas de 138kV L-1703 (Carhuamayo – Paragsha 2) y L-1704 (Paragsha 2 – Paragsha 1) del sistema de Electroandes en servicio.
- Autotransformador 220/138 kV de la subestación Paragsha 2 en servicio.
- Tensiones en barra de 138 kV de la subestación Paragsha 2 mayor a 125 kV.

- Banco de condensadores de la subestación Paragsha 1 en servicio

La desconexión programada de la línea L-1121 se realiza abriendo su interruptor en la subestación Tingo María para luego desenergizar la línea desde la subestación Huanuco. Es recomendable abrir la línea con una carga menor a 30 MW para evitar fluctuaciones de carga y tensión que podría originar interrupción de suministros en el sistema de Electroandes. La disminución de flujo por la línea L-1121 se realiza actuando principalmente sobre las centrales Aguaytía, Yarinacocha y Cañón del Pato. Mientras la línea L-1121 esté fuera de servicio, los suministros de las subestaciones Tingo María, Aucayacu y Tocache quedan alimentadas desde el autotransformador 220/138 kV de la subestación Tingo María y los suministros de las subestación Huanuco se alimentan a través de la línea L-1120.

Para reponer la línea L-1121, se energiza desde la subestación Huanuco, para disminuir la diferencia angular de tensión se debe disminuir la generación de las centrales Aguaytía y Yarinacocha y la línea se pone en servicio cerrando su interruptor en la subestación Tingo María.

Para desconectar la línea L-1120, en forma similar a la línea L-1121 y cumpliendo las mismas condiciones preliminares y recomendaciones se abre el interruptor de la línea L-1120 en la subestación Huanuco para luego desenergizar la línea desde la subestación Paragsha 2; las subestaciones Huanuco, Tingo María, Aucayacu y Tocache quedan alimentadas desde el autotransformador 220/138 KV de la subestación Tingo María. Para reponer la línea L-1120, ésta se energiza desde la subestación Paragsha 2 y se pone en servicio cerrando su interruptor en la subestación Huanuco, de la misma manera que la línea L-1121 de presentarse una gran diferencia angular de tensión ésta será disminuida disminuyendo la generación de la central térmica de Aguaytía o Yarinacocha.

Secuencia de maniobras de desconexión y conexión de la línea 220 kV L-2224 (subestación Pachachaca – subestación Oroya Nueva)

Las condiciones previas principales para desconectar éstas líneas son:

- Línea L-2224 con una carga menor a 50 MW.
- Autotransformadores 220/138 kV de las subestaciones Tingo María y Paragsha 2 en servicio.
- Líneas L-2212, L-2213, L-2252, L-2253, L-2254, L-2258, L-2259, L-1120 y L-1121 en servicio

- Todas las unidades de las centrales Yaupi y Malpaso en servicio.
- Banco de condensadores de las subestaciones de Paragsha 1, Huanuco y Tingo María, disponibles.

La desconexión programada de la línea L-2224 se realiza abriendo el interruptor común de la línea con el autotransformador 220/50 kV de la subestación Oroya Nueva, para luego desenergizar la línea abriendo sus interruptores del anillo de la subestación Pachachaca. La desconexión de la línea L-2224 se realiza con una carga menor a 50 MW debido a que el reacomodo de flujos en la líneas origina fluctuaciones de tensión que provocan restricciones de cargas principalmente en el sistema de Electroandes en niveles de 50 kV [6]. Para disminuir el flujo por la línea L-2224, se subirá la generación de las centrales Yaupi, Malpaso, del área Norte y las centrales térmicas de Aguaytía y Yarinacocha.

Para reponer la línea L-2224, se energiza la línea desde la subestación Pachachaca y se cierra su interruptor en la subestación Oroya Nueva. En este último paso, si ninguna unidad de la central térmica de Aguaytía se encuentra en servicio, se presentan valores muy altos de diferencias angulares de tensión por lo que para cerrar los interruptores de la línea se subirá al máximo la generación de las centrales Yaupi, Malpaso y del área Norte, si aún así se mantienen altos los valores de diferencia angular de tensión, necesariamente se deberá coordinar el ingreso de por lo menos una unidad de la central Aguaytía.

4.3. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Se efectuó el análisis de cortocircuito trifásico en las barras de las subestaciones ubicadas en el área de influencia, las que se muestran en el Anexo 4.3. Los resultados de las simulaciones se resumen en el Cuadro 4.8.

Pcc (MVA)	MAXIMA AVENIDA	MAXIMA ESTIAJE	MEDIA AVENIDA	MEDIA ESTIAJE	MINIMA AVENIDA	MINIMA ESTIAJE
PARAMONGA N.	1022.0	992.8	986.0	994.8	892.3	924.0
HUACHO	958.9	930.2	932.8	938.7	881.9	879.0
ZAPALLAL	1923.8	1737.7	1719.2	1764.0	1708.4	1523.9
VIZCARRA	907.0	913.3	845.3	915.0	648.3	878.0
220TINGO M.	765.1	790.2	641.2	778.6	335.1	755.8
138TINGO M.	364.3	364.9	344.2	365.8	260.1	365.8
AGUAYTIA	906.3	980.3	658.6	958.0	266.3	899.6
PARAGSHA 138	786.1	777.4	761.1	783.4	689.8	775.8
PARAGSHA 220	1049.1	1037.0	998.3	1040.6	868.8	999.5
HUANUCO	355.7	353.1	348.4	357.6	299.5	360.2
TOCACHE	120.5	119.7	118.9	120.7	105.7	122.5
OROYA NUEVA	1951.1	1871.9	1821.4	1875.8	1735.4	1672.6
PACHACHACA	2517.7	2366.4	2295.0	2374.9	2206.1	1997.6
220CARHUAM.	1118.3	1098.3	1066.0	1100.8	968.7	1045.6

Cuadro 4.8 : Potencia de cortocircuito en barras

Comparando los resultados obtenidos que se muestran en los Cuadros 3.8 y 4.8 se observa que la operación de las líneas de ISA-Perú mejora notablemente la potencia de cortocircuito de las subestaciones Paramonga Nueva, Vizcarra, Paragsha 2 y Oroya Nueva lo cual mejora la fortaleza de la zona y su regulación de tensión.

4.4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para realizar el análisis de contingencia en estado estacionario de las líneas se tendrá en cuenta los siguientes casos:

- **Caso 1. Desconexión de la línea Paramonga Nueva - Huacho (L-2213) para épocas de avenida y estiaje para casos de mínima, media y máxima demanda.**

De las simulaciones efectuadas se observó que la desconexión intempestiva de la línea L-2213 no provoca separación del área Norte del SEIN debido a que mantienen su enlace a través de las líneas L-2253/L-2252/L-2254/L-2258/L-2259/L-2224. El caso más crítico se produce en mínima demanda de la época de avenida, es decir cuando las centrales térmicas del área Norte, las centrales de Aguaytía y Yarinacocha se encuentran fuera de servicio y la central de Cañón del Pato se encuentra con mínima carga. Para este escenario, la desconexión intempestiva de la línea L-2213 provoca que toda su carga sea asumida desde la subestación Pachachaca a través de la línea L-2224

cuya carga asume valores de hasta 230 MW, que esta por encima de su nominal. Esta sobrecarga será rápidamente disminuida subiendo la generación de la central Cañón del Pato principalmente.

De esto se observa claramente que la operación de las líneas del proyecto ISA-Perú al mantener el enlace con el área Norte evita que se produzca el colapso del área Norte, de las subestaciones Huanuco, Tingo María, Aucayacu, Tocache y de la carga de Antamina como se vio en el capítulo anterior.

- **Caso 2. Desconexión de las líneas 220 kV Paramonga Nueva - Vizcarra (L-2253) y Vizcarra - Tingo María (L-2252) para épocas de avenida y estiaje para casos de mínima, media y máxima demanda.**

Bajo este escenario, ETESELVA modificó la lógica de disparo de sus líneas que fueron explicadas en el capítulo anterior. Es así cuando se produce la desconexión intempestiva de la línea L-2253, la oscilación de tensión de todas maneras origina la disminución de carga de Antamina de 85 a 25 MW pero en esta ocasión ya no desconectan automáticamente las líneas L-2252 y L-2251, estas líneas se mantienen en servicio junto a las líneas L-2254/L-2258/L-2259, lo que permite la normalización inmediata de la carga de Antamina.

De las simulaciones realizadas se observa que la desconexión intempestiva de la línea L-2253 no produce mayores problemas en estado estacionario ya que su carga será asumida por las líneas L-2212/L-2213 y por las líneas L-2254/L-2258/L-2259, éste último circuito permitirá, durante el evento, evacuar la energía de las centrales Aguaytía y Yarinacocha si es que se encontraran en servicio.

La desconexión intempestiva de la línea L-2252 sigue provocando la disminución de carga de Antamina y la desconexión de la línea L-2251 por la lógica de protección implementada por ETESELVA; con ello se origina la salida de las centrales Aguaytía y Yarinacocha, interrumpiendo los suministros de Pucallpa.

- **Caso 3. Desconexión de la línea 220 kV Pachachaca - Oroya Nueva (L-2224) para épocas de avenida y estiaje para casos de mínima, media y máxima demanda.**

De las simulaciones efectuadas se obtuvo en todos los casos, que ante la desconexión intempestiva de la línea L-2224, su carga será asumida por el circuito 220 KV Zapallal – Huacho – Paramonga Nueva, el circuito Vizcarra - Paragsha2 – Carhuamayo - Oroya Nueva, el circuito Tingo María – Huanuco – Paragsha 2 y el autotransformador 220/138 kV de la subestación Paragsha 2 sin producirse separación de áreas.

El caso más crítico se produce en las épocas de avenida y estiaje en mínima demanda cuando la línea L-2224 se encuentra con una carga alta en dirección Pachachaca – Oroya Nueva, la cual ante su desconexión intempestiva originará que su carga sea asumida por la línea L-2212 pudiendo ésta sobrecargarse sobrepasando su límite de transmisión. Asimismo en la mínima demanda de la época de estiaje cuando la generación del área de Electroandes se encuentre al mínimo se observa que la potencia activa tomada por el sistema de Electroandes a través de la L-2224 será asumida por el circuito Tingo María – Huanuco – Paragsha 2, Autotransformador 220/138 kV de la subestación Paragsha 2 y el circuito Vizcarra – Paragsha 2 – Carhuamayo - Oroya Nueva. De igual manera se observa que para todos los casos, la desconexión de la línea L-2224 no origina variaciones bruscas de la tensión en barras en 50 kV de Oroya Nueva.

CONCLUSIONES

- Antes de la incorporación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de las líneas del proyecto ISA-Perú L-2254 (Vizcarra – Paragsha 2), L-2258 (Paragsha 2 – Carhuamayo) y L-2259 (Carhuamayo – Oroya Nueva), la desconexión de las líneas L-2212 (Zapallal – Huacho) y L-2213 (Huacho – Paramonga Nueva) originaba la separación del área Norte del SEIN. Debido a la operación aislada del área Norte era necesario restringir la carga en Siderperú y Antamina, asimismo se provocaban sobrecostos en la operación del SEIN al realizar despachos de generación alejados del óptimo.
- Con la incorporación de las líneas de ISA-Perú se incrementó la confiabilidad del área Norte al reforzarse el enlace entre las subestaciones Paramonga Nueva y Zapallal. Por otro lado el sistema de Electroandes reforzó su conexión al SEIN a través del autotransformador 220/138 kV de la subestación Paragsha 2 el cual constituye un tercer punto de interconexión de Electroandes con el SEIN.
- Con la conexión al SEIN de las líneas del proyecto de ISA-Perú, ha mejorado la potencia de cortocircuito de todas las barras del área de influencia de este proyecto, especialmente en las subestaciones Vizcarra y Paragsha 2 en las cuales se observa que el nivel promedio de cortocircuito se incrementó en 55% y en 94% respectivamente.
- En este sentido, con el ingreso al SEIN de las líneas del proyecto de ISA-Perú ha mejorado el nivel de tensión en barras de la zona de Electroandes. En la subestación Paragsha 2 la tensión promedio en barras se incrementó de 121.3 kV a 125.9 kV, lo cual ha influido directamente en el mejoramiento del nivel de tensión en barras de 138 kV de las subestaciones Paragsha 1, Carhuamayo y Huanuco. La mejora en los niveles de tensión en la zona de influencia también se explica por la disminución de la potencia transmitida en las líneas de la zona por debajo de sus potencias naturales con lo cual dejaron de consumir reactivos del sistema.

- La incorporación de las líneas del proyecto de ISA-Perú ha descongestionado las líneas del área de influencia. Para el escenario de mínima demanda en la época de avenida en las líneas L-2212, L-2213 la carga disminuyó aproximadamente de 92 a 52%, mientras que en las líneas L-1120 (Paragsha 2 – Huanuco) y L-1121 (Huanuco – Tingo María) la carga disminuyó de 78% a 38% aproximadamente. Para este mismo escenario se observa un efecto contrario en la línea L-2224 (Pachachaca – Oroya Nueva), en la cual su carga se incrementó de 28% a 58%. Por lo tanto, en general no se observa sobrecargas permanentes en las líneas del área de influencia originadas por la operación de las líneas del proyecto de ISA-Perú.
- Sin embargo, la incorporación de las líneas del proyecto de ISA-Perú ha originado un nuevo problema en la reposición de las líneas L-2212, L-2213; ya que la diferencia angular para sincronizar las líneas presenta valores altos, lo que obliga a realizar movimientos de generación en el área Norte y/o la central térmica de Aguaytía para conseguir las condiciones de ángulo que permitan el cierre de los interruptores de las líneas.
- Con la incorporación de las líneas del proyecto de ISA-Perú se ha modificado la lógica de desconexión por protección de las líneas L-2251 (Aguaytía – Tingo María), L-2252 (Tingo María – Vizcarra) y L-2253 (Vizcarra – Paramonga Nueva) de la empresa ETESELVA. Esto debido a que ante una desconexión intempestiva de la línea L-2253, se mantiene en servicio las líneas L-2252, L-2251, lo que permite que la carga de Antamina se recupere inmediatamente después de ocurrido el evento y que la central térmica de Aguaytía se mantenga en servicio.
- Antes del ingreso de las líneas del proyecto de ISA-Perú, la desconexión intempestiva de la línea L-2212 o L-2213 podía originar la separación del área Norte del SEIN o incluso su colapso y de las subestaciones Vizcarra, Huanuco y Tingo María. Con la incorporación de las líneas de ISA-Perú la desconexión intempestiva de dichas líneas, como mayor consecuencia podría provocar la sobrecarga de la línea L-2224.
- La incorporación de las líneas de ISA-Perú ha permitido modificar la secuencia de maniobra de la línea L-2253 de tal manera que para su desconexión programada no es necesario indisponer la central Aguaytía y tampoco reducir la carga de Antamina.

ANEXOS

ANEXOS DEL CAPITULO I

ANEXO 1.1
POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA DE LAS CENTRALES DE
GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES DEL COES

Anexo 1.1

DATOS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS INTEGRANTES DEL COES-SINAC

CENTRALES HIDRAULICAS

CENTRAL	Tensión (kV.)	Pot. Instalad. (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAR)	No. De Grupos	Empresa
MANTARO	13.8	840.0	631.8	216.0	7	ELECTROPERU
RESTITUCION	13.8	247.5	209.7	130.4	3	ELECTROPERU
CAÑON DEL PATO	13.8	259.6	263.5	51.6	6	EGENOR
CARHUAQUERO	10.0	96.8	95.0	36.0	3	EGENOR
HUINCO	12.5	340.0	247.3	160.0	4	EDEGEL
MATUCANA	12.5	160.0	128.6	60.0	2	EDEGEL
MOYOPAMPA	10.0	105.0	64.7	37.0	3	EDEGEL
CALLAHUANCA_A	8.0	44.0	39.8	17.0	1	EDEGEL
CALLAHUANCA_B	6.5	52.5	35.2	19.5	3	EDEGEL
HUAMPANI	10.0	44.8	30.2	20.0	2	EDEGEL
CHIMAY	13.8	180.0	150.9	134.4	2	EDEGEL
YANANGO	10.0	49.8	42.6	18.0	1	EDEGEL
HUANCHOR	10.0	20.4	19.6	9.2	2	EDEGEL
CAHUA	10.0	55.0	43.1	38.0	2	CAHUA
PARIAC	10.0	6.1	4.5	1.7	5	CAHUA
GALLITO CIEGO	10.5	40.0	38.1	21.1	2	E. PACASMAYO (*)
ARCATA	0.7	6.4	5.1	3.8	7	E. PACASMAYO (*)
YAUPI	13.8	120.0	104.9	52.3	5	ELECTROANDES
MALPASO	6.9	68.0	48.0	40.8	4	ELECTROANDES
PACHACHACA	2.3	11.3	9.3	5.4	3	ELECTROANDES
OROYA	2.3	11.3	9.0	5.4	3	ELECTROANDES
CHARCANI I	5.3	1.8	1.7	1.5	2	EGASA
CHARCANI II	5.3	0.8	0.6	0.8	3	EGASA
CHARCANI III	5.3	4.6	4.6	4.2	2	EGASA
CHARCANI IV	5.3	15.5	15.3	14.3	3	EGASA
CHARCANI V	13.8	145.4	139.9	98.3	3	EGASA
CHARCANI VI	5.3	9.0	8.9	6.4	1	EGASA
HERCCA	2.3	0.5	0.5	0.6	1	EGEMSA
MACHUPICCHU	13.8	92.3	85.8	48.6	2	EGEMSA
ARICOTA I	10.50	23.80	22.50	14.75	2	EGESUR
ARICOTA II	10.50	11.90	12.40	7.37	1	EGESUR
SAN GABAN II	13.8	112.9	113.1	73.5	2	SAN GABAN
TOTAL		3176.6	2626.46	1347.8	92	

(*) A partir de junio de 2004 pasa hacer parte de CAHUA.

Continua...

Anexo 1.1

CENTRALES TERMICAS						...Continuación
CENTRAL	Tensión (kV.)	Pot. Instalad. (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAR)	Tipo	Empresa
TUMBES	10.0	18.3	18.260	11.3	DIESEL	ELECTROPERU
YARINACOCHA	10.0	32.0	23.821	19.2	DIESEL	ELECTROPERU
VENTANILLA (TG-3)	16.0	192.0	155.000	90.0	TG	ETEVENSA
VENTANILLA (TG-4)	16.0	192.0	155.000	90.0	TG	ETEVENSA
MALACAS (G-1)	13.8	18.0	15.047	5.0	TG	EEPSEA
MALACAS (G-2)	13.8	18.0	15.037	5.0	TG	EEPSEA
MALACAS (G-3)	13.8	18.0	14.552	5.0	TG	EEPSEA
MALACAS (G-4)	13.8	101.3	97.352	64.0	TG	EEPSEA
WESTINGHOUSE (TG-7)	13.8	150.0	121.331	36.0	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (UTI-5)	13.8	70.1	52.019	10.0	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (UTI-6)	13.8	70.1	53.790	16.0	TG	EDEGEL
SAN NICOLAS (TV-1)	13.8	22.1	19.666	11.6	TV	SHOUGESA
SAN NICOLAS (TV-2)	13.8	22.1	19.448	11.8	TV	SHOUGESA
SAN NICOLAS (TV-3)	13.8	29.4	25.390	16.0	TV	SHOUGESA
SAN NICOLAS (CUMMINS)	13.8	1.3	1.241	0.8	DIESEL	SHOUGESA
PACASMAYO (SUL)	6.3	23.0	22.989	5.9	DIESEL	E. PACASMAYO (*)
PACASMAYO (MAN)	2.3	1.6	1.587	1.0	DIESEL	E. PACASMAYO (*)
PIURA-CT (GMT-1)	10.0	6.3	4.786	3.8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (GMT-2)	10.0	6.3	4.711	3.8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-1)	4.8	1.7	1.332	0.9	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-4)	4.8	2.9	2.035	1.3	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-5)	4.8	3.0	1.994	1.4	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (SWD)	10.0	7.1	5.638	3.8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MAN)	10.0	11.0	7.346	4.6	DIESEL	EGENOR
PIURA-TG (MS-5000)	10.0	26.3	19.740	13.7	TG	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-1)	10.5	6.4	4.099	3.1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-2)	10.5	6.4	4.323	3.1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-3)	10.5	6.3	4.342	3.0	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (SUL-1)	10.5	7.1	5.536	3.1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (SUL-2)	10.5	7.1	5.803	3.1	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-1)	4.2	3.1	2.109	1.7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-2)	4.2	3.1	2.234	1.7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-3)	4.2	3.1	2.001	1.7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-4)	4.2	3.1	2.031	1.7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-5)	4.2	3.1	1.932	1.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-1)	2.4	1.4	0.876	0.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-2)	2.4	1.4	0.851	0.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-3)	2.4	1.4	0.886	0.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-1)	4.2	3.3	2.046	1.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-2)	4.2	3.3	2.039	1.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-3)	4.2	3.3	2.120	1.7	DIESEL	EGENOR
CHIMBOTE (TG-1)	13.2	27.4	21.385	17.1	TG	EGENOR
CHIMBOTE (TG-2)	13.2	27.4	20.465	17.1	TG	EGENOR
CHIMBOTE (TG-3)	13.2	26.2	21.305	17.1	TG	EGENOR
TRUJILLO (TG-4)	10.0	27.4	21.345	17.1	TG	EGENOR
AGUAYTIA TG1	13.8	119.2	87.046	77.5	TG	TERMOSELVA
AGUAYTIA TG2	13.8	119.2	78.146	77.5	TG	TERMOSELVA
CHILINA - SULZER1	10.4	5.2	5.101	3.1	DIESEL	EGASA
CHILINA - SULZER2	10.4	5.2	5.183	3.2	DIESEL	EGASA
CHILINA - VAPOR 2	10.4	9.4	6.786	5.1	TV	EGASA
CHILINA - VAPOR 3	10.5	11.8	10.103	5.7	TV	EGASA
CHILINA - CICLO COMBINADO	13.8	23.5	18.702	11.4	TG	EGASA
MOLLENDO - MIRRLESS1	13.8	10.6	10.477	6.4	DIESEL	EGASA
MOLLENDO - MIRRLESS2	13.8	10.6	10.551	6.5	DIESEL	EGASA
MOLLENDO - MIRRLESS3	13.8	10.6	10.433	6.4	DIESEL	EGASA
MOLLENDO - TGM1	13.8	45.0	35.220	26.6	TG	EGASA
MOLLENDO - TGM2	13.8	45.0	35.803	27.0	TG	EGASA
DOLORESPATA - SULZER	11.0	3.1	2.8	2.0	DIESEL	EGEMSA
DOLORESPATA - ALCO	4.2	5.0	3.6	3.0	DIESEL	EGEMSA
DOLORESPATA - GM	4.2	7.5	5.4	4.5	DIESEL	EGEMSA
CALANA	10.50	25.60	25.34	19.20	DIESEL	EGESUR
ILO1 TV	13.8	154.0	150.173	96.0	TV	ENERSUR
ILO1 CATKATO	4.2	3.3	3.181	1.9	DIESEL	ENERSUR
ILO1 TG	13.8	81.7	69.544	50.0	TG	ENERSUR
ILO2	17.0	145.0	141.077	87.4	CARBON	ENERSUR
BELLAVISTA - MAN	10.0	2.7	1.8	1.6	DIESEL	SAN GABAN
BELLAVISTA - ALCO	2.4	2.5	1.8	1.7	DIESEL	SAN GABAN
TAPARACHI - SKODA y MAN	2.4	5.0	2.9	6.0	DIESEL	SAN GABAN
TAPARACHI - MAN 4	10.5	3.1	1.759	0.9	DIESEL	SAN GABAN
TOTAL		2068.7	1709.7	1061.4		

ANEXO 1.2

**DATOS TECNICOS DE LINEAS DE TRANSMISION,
TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE COMPENSACION
REACTIVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

Anexo 1.2

LINEAS DE TRANSMISION - SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

No.	NOMBRE		Código Actual	Sistema	Tensión (kV)	Longitud (Km)	Corriente Máxima (A)	No. De Ternas	Propietario
	Barra de Envío	Barra de Recepción							
1	SANTA ROSA	CHAVARRIA	L-2003/2004	P	220.0	8.46	600/600	2	REP
2	CAMPO ARMIÑO	POMACOCHA	L-2201/2202		220.0	192.22	600/600	2	REP
3	SAN JUAN	SANTA ROSA	L-2010/2011		220.0	26.37	600/600	2	REP
4	CAMPO ARMIÑO	HUANCAVELICA	L-2203/2204		220.0	66.47	600/600	2	REP
5	POMACOCHA	SAN JUAN	L-2205/2206		220.0	112.19	600/600	2	REP
6	INDEPENDENCIA	SAN JUAN	L-2207		220.0	215.15	600.0	1	REP
7	INDEPENDENCIA	SAN JUAN	L-2208		220.0	216.60	600.0	1	REP
8	INDEPENDENCIA	ICA	L-2209		220.0	55.19	600.0	1	REP
9	ICA	MARCONA	L-2211		220.0	155.00	600.0	1	REP
10	HUACHO	ZAPALLAL	L-2212	P	220.0	103.88	500.0	1	REP
11	PARAMONGA NUEV	HUACHO	L-2213	P	220.0	55.63	500.0	1	REP
12	CHIMBOTE	PARAMONGA NUEV	L-2215	P	220.0	220.31	500.0	1	REP
13	CAMPO ARMIÑO	PACHACHACA	L-2218/2219		220.0	194.82	600/600	2	REP
14	HUAYUCACHI	CAMPO ARMIÑO	L-2220		220.0	76.59	600.0	1	REP
15	HUAYUCACHI	ZAPALLAL	L-2221		220.0	244.11	600.0	1	REP
16	CALLAHUANCA	PACHACHACA	L-2222/2223		220.0	72.64	600/600	2	REP
17	PACHACHACA	POMACOCHA	L-2226		220.0	13.46	600.0	1	REP
18	HUANCAVELICA	INDEPENDENCIA	L-2231/2203		220.0	180.78	600/600	2	REP
19	CHIMBOTE	TRUJILLO NORTE	L-2232		220.0	133.75	600.0	1	REP
20	CHIMBOTE	TRUJILLO NORTE	L-2233		220.0	132.89	600.0	1	REP
21	GUADALUPE	TRUJILLO NORTE	L-2234	P	220.0	103.35	600.0	1	REP
22	CHICLAYO OESTE	GUADALUPE	L-2236	P	220.0	83.74	600.0	1	REP
23	PIURA OESTE	CHICLAYO OESTE	L-2238		220.0	211.19	300.0	1	REP
24	ZAPALLAL	VENTANILLA	L-2242/2243		220.0	18.02	800.0	2	REP
25	CHAVARRIA	VENTANILLA	L-2244/2245		220.0	10.58	600/600	2	REP
26	CHAVARRIA	VENTANILLA	L-2246		220.0	11.07	800.0	1	REP
27	TALARA	PIURA OESTE	L-2248	P	220.0	103.80	300.0	1	REP
28	TALARA	ZORRITOS	L-2249		220.0	137.00	300.0	1	REP
29	PARGSHA II	HUANUCO	L-1120	P	138.0	86.21	300.0	1	REP
30	TINGO MARIA	HUANUCO	L-1121	P	138.0	88.16	300.0	1	REP
31	TINGO MARIA	AUCAYACU	L-1122		138.0	44.20	150.0	1	REP
32	AUCAYACU	TOCACHE	L-1124		138.0	107.76	50.0	1	REP
33	QUENCORO	TINTAYA	L-1005		138.0	188.61	350.0	1	REP
34	TINTAYA	AZANGARO	L-1006	P	138.0	124.92	400.0	1	REP
35	CACHIMAYO	ABANCAY	L-1007		138.0	96.20	75.0	1	REP
36	TINTAYA	CALLALLI	L-1008		138.0	96.30	350.0	1	REP
37	AZANGARO	JULIACA	L-1011		138.0	78.20	400.0	1	REP
38	JULIACA	PUNO	L-1012		138.0	37.50	400.0	1	REP
39	CALLALLI	SANTUARIO	L-1020		138.0	83.40	600.0	1	REP
40	SANTUARIO	SOCABAYA	L-1021/1022		138.0	27.50	600.0	2	REP
41	SOCABAYA	CERRO VERDE	L-1023/1024		138.0	10.80	300.0	2	REP
42	MOQUEGUA	TOQUEPALA	L-1025		138.0	39.00	400.0	1	REP
43	TOQUEPALA	ARICOTA2	L-1026		138.0	35.00	150.0	1	REP
44	TOQUEPALA	MILL SITE	L-1027		138.0	0.50	400.0	1	REP
45	CERRO VERDE	OXIDOS	L-1028		138.0	0.30	300.0	1	REP
46	CERRO VERDE	REPARTICION	L-1029	P	138.0	30.00	450.0	1	REP
47	REPARTICION	MOLLENDO	L-1030	P	138.0	55.00	450.0	1	REP
48	MARCONA	SAN NICOLAS	L-6627		60.0	15.20	400.0	1	REP
49	MARCONA	SAN NICOLAS	L-6628		60.0	15.20	400.0	2	REP
50	YAUPI	YUNCAN	L-1701A		138.0	14.03	600.0	1	ELECTROANDES
51	YUNCAN	CARHUAMAYO	L-1701B		138.0	53.20	600.0	1	ELECTROANDES
52	OROYA NUEVA	CARIPA	L-1702A		138.0	20.47	431.0	1	ELECTROANDES
53	CARIPA	CARHUAMAYO	L-1702B		138.0	53.49	431.0	1	ELECTROANDES
54	CARHUAMAYO	PARAGSHA II	L-1703		138.0	39.69	431.0	1	ELECTROANDES
55	PARAGSHA I	PARAGSHA II	L-1704		138.0	1.85	575.0	1	ELECTROANDES
56	OROYA NUEVA	PACHACAYO	L-6601A		69.0	37.80	135.0	1	ELECTROANDES
57	PACHACAYO	YAURICOCHA	L-6601B		69.0	63.92	135.0	1	ELECTROANDES
58	MALPASO	JUNIN	L-6501A		50.0	37.25	218.0	1	ELECTROANDES
59	JUNIN	CARHUAMAYO	L-6501B		50.0	27.43	218.0	1	ELECTROANDES
60	MALPASO	CARHUAMAYO	L-6502		50.0	64.68	218.0	1	ELECTROANDES
61	MALPASO	C.H. OROYA	L-6503		50.0	18.65	343.0	1	ELECTROANDES
62	MALPASO	MAYUPAMPA	L-6504A		50.0	17.02	343.0	1	ELECTROANDES
63	MAYUPAMPA	OROYA NUEVA	L-6504B		50.0	3.34	343.0	1	ELECTROANDES
64	C.H. OROYA	FUNDICION	L-6509		50.0	2.39	386.0	1	ELECTROANDES
65	OROYA NUEVA	ALAMBRON	L-6513		50.0	0.87	298.0	1	ELECTROANDES
66	CARHUAMAYO	SHELBY	L-6514		50.0	22.94	350.0	1	ELECTROANDES
67	CARHUAMAYO	SHELBY	L-6515		50.0	22.94	350.0	1	ELECTROANDES
68	SHELBY	EXCELSIOR	L-6516		50.0	18.12	218.0	1	ELECTROANDES
69	SHELBY	BUENAVISTA	L-6517A		50.0	6.45	218.0	1	ELECTROANDES
70	BUENAVISTA	VISTA ALEGRE	L-6517B		50.0	7.11	218.0	1	ELECTROANDES
71	VISTA ALEGRE	EXCELSIOR	L-6517C		50.0	4.55	218.0	1	ELECTROANDES

Anexo 1.2

LINEAS DE TRANSMISION - SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

No.	NOMBRE		Código Actual	Sistema	Tensión (kV)	Longitud (Km)	Corriente Máxima (A)	No. De Ternas	Propietario
	Barra de Envío	Barra de Recepción							
72	BUENAVISTA	LA FUNDICION	L-6518		50.0	2.15	218.0	1	ELECTROANDES
73	VISTA ALEGRE	SAN JUAN	L-6519		50.0	2.71	233.0	1	ELECTROANDES
74	EXCELSIOR	PARAGSHA I	L-6520		50.0	1.22	438.0	1	ELECTROANDES
75	PARAGSHA I	NUEV.DERIV. MILPO	L-6524A		50.0	2.53	264.0	1	ELECTROANDES
76	NUEV.DERIV. MILPO	HUICRA	L-6524B		50.0	2.61	233.0	1	ELECTROANDES
77	NUEV.DERIV. MILPO	DERIV. MILPO	L-6524D		50.0	0.87	233.0	1	ELECTROANDES
78	OROYA NUEVA	CURIPATA	L-6525A		50.0	9.84	440.0	1	ELECTROANDES
79	CURIPATA	PACHACHACA	L-6525B		50.0	8.93	475.0	1	ELECTROANDES
80	PACHACHACA	MARTH TUNEL	L-6526		50.0	2.47	226.0	1	ELECTROANDES
81	MARTH TUNEL	CARAH. CONCEN.	L-6527A		50.0	7.91	165.0	1	ELECTROANDES
82	CARAH. CONCEN.	CARAH. MINA	L-6527B		50.0	3.59	165.0	1	ELECTROANDES
83	CARAH. MINA	SAN ANTONIO	L-6527C		50.0	1.53	150.0	1	ELECTROANDES
84	SAN ANTONIO	SAN CRISTOBAL	L-6527D		50.0	1.89	165.0	1	ELECTROANDES
85	SAN CRISTOBAL	ELC - ANDAYCH.	L-6527E		50.0	5.75	150.0	1	ELECTROANDES
86	ELC - ANDAYCH.	ANDAYCHAGUA	L-6527F		50.0	1.36	150.0	1	ELECTROANDES
87	PACHACHACA	ALPAMINA	L-6528A		50.0	7.90	188.0	1	ELECTROANDES
88	ALPAMINA	A. DUVAZ	L-6528B		50.0	2.69	188.0	1	ELECTROANDES
89	A. DUVAZ	MOROCOCHA	L-6528C		50.0	1.29	188.0	1	ELECTROANDES
90	PACHACHACA	MOROCOCHA	L-6529		50.0	12.94	310.0	1	ELECTROANDES
91	PACHACHACA	MOROCOCHA	L-6530		50.0	12.94	310.0	1	ELECTROANDES
92	MOROCOCHA	CASAP. NORTE	L-6532A		50.0	13.02	218.0	1	ELECTROANDES
93	CASAP. NORTE	C. FRANCISCO	L-6532B		50.0	1.23	218.0	1	ELECTROANDES
94	MOROCOCHA	TICLIO	L-6533A		50.0	6.69	218.0	1	ELECTROANDES
95	TICLIO	CASAP. NORTE	L-6533B		50.0	6.33	218.0	1	ELECTROANDES
96	CASAP. NORTE	C. FRANCISCO	L-6533C		50.0	1.23	218.0	1	ELECTROANDES
97	C. FRANCISCO	ANTUQUITO	L-6535A		50.0	1.56	218.0	2	ELECTROANDES
98	ANTUQUITO	BELLAVISTA	L-6535B		50.0	3.91	233.0	1	ELECTROANDES
99	BELLAVISTA	SAN MATEO	L-6535C		50.0	7.00	233.0	1	ELECTROANDES
100	OROYA NUEVA	PACHACHACA	L-6538		50.0	18.19	298.0	1	ELECTROANDES
101	PACHACHACA	SAN CRISTOBAL	L-6539		50.0	17.11	150.0	1	ELECTROANDES
102	OROYA NUEVA	PTA. ZINC	L-6540		50.0	2.68	489.0	1	ELECTROANDES
103	OROYA NUEVA	PTA. ZINC	L-6541		50.0	2.47	575.0	1	ELECTROANDES
104	COTARUSE	MANTARO	LT-2051/2052	P	220.0	295.90	1050.0	2	TRANSMANTARO
105	SOCABAYA	COTARUSE	LT-2053/2054	P	220.0	314.20	1050.0	2	TRANSMANTARO
106	HUINCO	SANTA ROSA	L-2001/2002		220.0	61.99	900.0	2	EDEGEL
107	MATUCANA	CALLAHUANCA	L-2007		220.0	22.50	900.0	1	EDEGEL
108	CALLAHUANCA	CHAVARRIA	L-2008		220.0	55.37	900.0	1	EDEGEL
109	CALLAHUANCA	REFINERIA DE ZINC	L-2009		220.0	36.35	900.0	1	EDEGEL
110	REFINERIA DE ZINC	CHAVARRIA	L-2015		220.0	21.42	900.0	1	EDEGEL
111	YANANGO	PACHACHACA	L-2256		220.0	89.05	1040.0	1	EDEGEL
112	CHIMAY	YANANGO	L-2257		220.0	29.54	1040.0	1	EDEGEL
113	PURUNHUASI	CALLAHUANCA	L-2716		220.0	0.58	1180.0	1	EDEGEL
114	MOYOPAMPA	SANTA ROSA V.	L-6601/6602		60.0	39.80	600.0	2	EDEGEL
115	CALLAHUANCA	HUACHIPA	L-6031		60.0	40.84	390.0	1	EDEGEL
116	CALLAHUANCA	HUAMPANI	L-6040		60.0	23.53	390.0	1	EDEGEL
117	MOYOPAMPA	SALAMANCA	L-6055		60.0	41.96	500.0	1	EDEGEL
118	MOYOPAMPA	BALNEARIOS	L-6060		60.0	46.36	500.0	1	EDEGEL
119	CALLAHUANCA	MOYOPAMPA	L-6111		60.0	12.87	540.0	1	EDEGEL
120	HUAMPANI	ÑAÑA	L-6544		60.0	7.94	390.0	1	EDEGEL
121	MOYOPAMPA	CHOSICA	L-6731		60.0	0.57	600.0	1	EDEGEL
122	C.T. ILO 2	MONTALVO	L-2027		220.0	72.30	1050.0	1	ENERSUR
123	C.T. ILO 2	MONTALVO	L-2028		220.0	72.30	1050.0	1	ENERSUR
124	TOQUEPALA (ETESUR)	TOQUEPALA (SPCC)	OCB750		138.0	0.30	251.0	1	ENERSUR
125	TOQUEPALA (SPCC)	LIXIVIACIÓN (SPCC)	L-1389		138.0	1.80	690.0	1	ENERSUR
126	PUSH BACK TOQUEPALA	TOQUEPALA (SPCC)	L-1386/2		138.0	5.00	251.0	1	ENERSUR
127	BOTIFLACA (SPCC)	PUSH BACK TOQUEPALA	L-1386/1		138.0	27.04	251.0	1	ENERSUR
128	C.T. ILO 1	MOQUEGUA	L-1383		138.0	56.61	418.0	1	ENERSUR
129	QUEBRADA HONDA (SPCC)	TOQUEPALA (SPCC)	L-1385/3		138.0	28.04	251.0	1	ENERSUR
130	ILO CIUDAD	QUEBRADA HONDA (SPCC)	L-1385/2		138.0	62.46	251.0	1	ENERSUR
131	C.T. ILO 1	ILO CIUDAD	L-1385/1		138.0	15.18	251.0	1	ENERSUR
132	C.T. ILO 1	REFINERÍA ILO (SPCC)	L-1387		138.0	9.45	251.0	1	ENERSUR
133	MOQUEGUA	BOTIFLACA (SPCC)	L-1382		138.0	29.83	820.0	1	ENERSUR
134	MOQUEGUA	BOTIFLACA (SPCC)	L-1381		138.0	30.76	669.0	1	ENERSUR
135	MOQUEGUA	TOQUEPALA (SPCC)	L-1384		138.0	38.72	418.0	1	ENERSUR
136	PUSH BACK (TOQUEPALA)	PUSH BACK (TOQUEPALA)	L-1388		66.0	0.40	340.0	1	ENERSUR
137	SOCABAYA	MONTALVO	L-2025/2026	P	220.0	106.74	393.0	2	REDESUR
138	MONTALVO	LOS HEROES (TACNA)	L-2029	P	220.0	124.39	393.0	1	REDESUR
139	MONTALVO	PUNO	L-2030	P	220.0	196.63	393.0	1	REDESUR
140	AGUAYTIA	TINGO MARIA	L-2251		220.0	73.30	499.9	1	ETESSELVA
141	VIZCARRA	TINGO MARIA	L-2252		220.0	173.47	499.9	1	ETESSELVA
142	PARAMONGA NUEVA	VIZCARRA	L-2253	P	220.0	145.26	499.9	1	ETESSELVA

Anexo 1.2

LINEAS DE TRANSMISION - SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

No.	NOMBRE		Código Actual	Sistema	Tensión (kV)	Longitud (Km)	Corriente Máxima (A)	No. De Ternas	Propietario
	Barra de Envío	Barra de Recepción							
143	AZÁNGARO	SAN RAFAEL	L-1009		138.0	89.29	385.0	1	SAN GABAN
144	AZÁNGARO	SAN GABÁN II	L-1010		138.0	159.30	385.0	1	SAN GABAN
145	SAN GABÁN II	SAN RAFAEL	L-1013		138.0	76.48	385.0	1	SAN GABAN
146	OROYA	PACHACHACA	L-2224	P	220.0	21.63	677.3	1	ISA
147	PARAGSHA	VIZCARRA	L-2254	P	220.0	124.00	442.5	1	ISA
148	CARHUAMAYO	PARAGSHA	L-2258	P	220.0	44.00	442.5	1	ISA
149	OROYA	CARHUAMAYO	L-2259	P	220.0	74.00	442.5	1	ISA
150	AGUAYTIA	PUCALLPA	L-1125		138.0	130.50	188.3	1	ISA
151	MACHUPICCHU	CACHIMAYO (INCASA)	L-1001/1		138.0	76.83	390.0	1	EGEMSA
152	MACHUPICCHU	CACHIMAYO ELP	L-1002/1		138.0	74.51	512.0	1	EGEMSA
153	CACHIMAYO ELP	QUENCORO	L-1002/2		138.0	20.85	512.0	1	EGEMSA
154	CACHIMAYO (INCASA)	DOLORESPATA	L-1003		138.0	13.50	390.0	1	EGEMSA
155	DOLORESPATA	QUENCORO	L-1004	P	138.0	8.34	175.0	1	EGEMSA
156	CHICLAYO OESTE	CARHUQUERO	L-2240		220.0	83.00	300.0	1	EGENOR
157	CHIMBOTE	HUALLANCA	L-1103/1104/1105		138.0	83.20	250.0	3	EGENOR
158	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE 2	L-1106		138.0	8.57	397.5	1	EGENOR
159	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE 2	L-1107		138.0	8.60	397.5	1	EGENOR
160	CAMPO ARMIÑO	RESTITUCION	L-2228/2229/2230		220.0	2.20	400.0	3	ELECTROPERU
161	TRUJILLO NORTE	CAJAMARCA NORTE	L-2260		220.0	137.02	650.0	1	CONENHUA
162	AZANGARO	SAN RAFAEL	L-602(F/S)		60.0	92.00	200.0	1	SAN RAFAEL
163	TACNA	YARADA	L-6659		66.0	27.30	131.0	1	ELECTROSUR
164	PQ.INDUSTRIAL (TACNA)	TACNA	L-6677		66.0	7.20	219.0	1	ELECTROSUR
165	PARAMONGA EXIST.	PARAMONGA NUEV	L-1101		138.0	9.40	354.0	1	CAHUA
166	CAHUA	PARAMONGA NUEV	L-1102/1033		138.0	63.00	200.0	2	CAHUA
167	SANTUARIO	CHILINA	L-1126		138.0	17.70	251.0	1	EGASA
168	CHARCANI 4	CHILINA	L-3103/3104		33.0	13.20	262.0	2	EGASA
169	CHARCANI 1-2-3	CHILINA	L-3004		33.0	6.98	262.0	1	EGASA
170	CHARCANI 6	CHILINA	L-3000/3001		33.0	11.09	262.0	2	EGASA
171	CHILINA	PARQUE INDUSTRIAL	L-0604/0604		33.0	7.40	262.0	2	SEAL
172	ARICOTA1	ARICOTA2	L-6617		66.0	5.63	219.0	1	EGESUR
173	ARICOTA2	TOMASIRI	L-6620		66.0	58.30	219.0	1	EGESUR
174	TOMASIRI	LOS HEROES	L-6637		66.0	29.30	219.0	1	EGESUR
175	LOS HEROES	TACNA	L-6640		66.0	6.31	219.0	1	EGESUR
176	ARICOTA1	SARITA	L-6667		66.0	0.30	219.0	1	EGESUR
177	CALANA	PARQUE INDUSTRIAL (TACNA)	L-6687		66.0	3.90	219.0	1	EGESUR
178	TERNA 3	MALACAS	EL ALTO		33.0	35.70	314.9	1	EEPSA
179	TERNA 1	MALACAS	TALARA		33.0	6.00	314.9	1	EEPSA
180	TERNA 2	MALACAS	TALARA		33.0	6.00	314.9	1	EEPSA
181	SANTA MARÍA	QUILLABAMBA	L-620		60.0	15.99	192.0	1	ELECTROSURESTE
182	COMBAPATA	SICUANI	L-630		60.0	28.70	280.0	1	ELECTROSURESTE
183	PACASMAYO	GUADALUPE	L-6652		60.0	17.00	400.0	1	HIDRANDINA
184	GALLITO CIEGO	GUADALUPE	L-6656/6646		60.0	32.00	400.0	2	HIDRANDINA
185	CHILINA	SAN LÁZARO	L-305/L-305		33.0	1.30	315.0	2	SEAL
186	CHILINA	SUCRE	L-307		33.0	2.30	315.0	1	SEAL
187	SOCABAYA	PARQUE INDUSTRIAL (SEAL)	L-0304		33.0	8.20	262.0	2	SEAL
188	SOCABAYA	JESÚS	L-0605		33.0	8.99	262.0	2	SEAL
189	CHILINA	JESÚS	L-0503		33.0	9.77	262.0	2	SEAL

(P) : Sistema Principal

(F/S) : Fuera de servicio

Nota : A partir de setiembre de 2002, REP asume la operación de las líneas de ETECEN y ETESUR

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES - SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

No.	TRANSFORMADORES	UNIDADES	SIST	TENSION NOMINAL (kV)			POTENCIA NOMINAL (MVA)			Propietario
				P	S	T	P	S	T	
1	JULIACA	1B		60.0	10.0		12.0	12.0		REP
2	SAN NICOLAS	3B		60.0	13.8		37.5	37.5		REP
3	AUCAYACU	1T		132.0	60.0	22.9	20.0	13.0	10.0	REP
4	PUNO	1T		132.0	60.0	22.9	30.0	30.0	9.0	REP
5	TOCACHE	1T		132.0	22.9	10.0	7.0	7.0	2.0	REP
6	AYAVIRI	1T		138.0	22.9	10.0	7.0	7.0	5.0	REP
7	AZANGARO	1T		138.0	60.0	22.9	12.0	12.0	5.0	REP
8	COMBAPATA	1T		138.0	66.0	24.0	15.0	7.0	8.0	REP
9	HUANUCO	1T		138.0	24.0	10.0	23.3	8.3	22.0	REP
10	JULIACA	1T		138.0	60.0	10.0	40.0	40.0	10.0	REP
11	QUENCORO	1T		138.0	34.5	10.5	10.0	3.0	7.0	REP
12	SOCABAYA	2B		138.0	35.5		60.0	60.0		REP
13	TINGO MARIA	1B		138.0	10.0		16.7	16.7		REP
14	TINTAYA	1B		138.0	10.0		20.0	25.0		REP
15	TRUJILLO NORTE	1T		138.0	10.7		33.3	33.3		REP
16	ICA	1T		210.0	62.3	10.3	50.0	50.0	30.0	REP
17	INDEPENDENCIA	2T		210.0	62.3	10.3	50.0	50.0	30.0	REP
18	MARCONA	1T		210.0	62.3	10.3	50.0	50.0	30.0	REP
19	SAN JUAN	1T		210.0	62.3	10.3	50.0	50.0	30.0	REP
20	CHICLAYO OESTE	2T		220.0	80.0	0.38	50.0	50.0	10.00	REP
21	CHIMBOTE-1	2A		220.0	138.0	13.8	120.0	120.0	36.0	REP
22	GUADALUPE	2T	P	220.0	60.0	10.0	30.0	30.0	10.0	REP
23	HUACHO	1T		220.0	66.0	10.0	30.0	30.0	10.0	REP
24	PARAMONGA NUEVA	1T		220.0	66.0	10.0	30.0	30.0	10.0	REP
25	PARAMONGA NUEVA	1A		220.0	132.0	66.0	65.0	50.0	15.0	REP
26	PIURA OESTE	2T		220.0	60.0	10.0	50.0	50.0	30.0	REP
27	TALARA	1B		220.0	13.2		75.0	75.0		REP
28	TRUJILLO NORTE	2A		220.0	138.0	10.0	100.0	100.0	20.0	REP
29	ZORRITOS	1T		220.0	60.0	10.0	50.0	50.0	10.0	REP
30	HUANCAVELICA	1T		225.0	62.3	10.3	30.0	30.0	10.0	REP
31	HUAYUCACHI	2T		225.0	62.3	10.3	30.0	30.0	10.0	REP
32	TOQUEPALA - CASA DE FUERZA	1B		11.0	2.4		4.0	4.0		ENERSUR
33	TOQUEPALA - CASA DE FUERZA	1B		11.0	2.4		4.0	4.0		ENERSUR
34	ILO 1 TG1	1B		13.8	138.0		48.0	48.0		ENERSUR
35	ILO 1 TG2	1B		13.8	138.0		135.0	135.0		ENERSUR
36	ILO 1 TV1	1B		13.8	138.0		33.0	33.0		ENERSUR
37	ILO 1 TV2	1B		13.8	138.0		33.0	33.0		ENERSUR
38	ILO 1 TV3	1B		13.8	138.0		70.0	70.0		ENERSUR
39	ILO 1 TV4	1B		13.8	138.0		70.0	70.0		ENERSUR
40	MILL SITE - PLAZA (TOQUEPALA - SPCC)	1B		13.8	11.0		3.8	3.8		ENERSUR
41	MILL SITE - PLAZA (TOQUEPALA - SPCC)	1B		13.8	11.0		3.8	3.8		ENERSUR
42	MILL SITE - STAFF (TOQUEPALA - SPCC)	1B		13.8	11.0		2.0	2.0		ENERSUR
43	ILO 2 TV1	1B		17.0	220.0		169.0	169.0		ENERSUR
44	ILO 2 TV2 (F/S)	1B		17.0	220.0		169.0	169.0		ENERSUR
45	REFINERIA	2B		132.0	10.5		15.0	15.0		ENERSUR
46	BOTIFLACA	1T		138.0	13.8	6.9	58.0	35.0	47.0	ENERSUR
47	BOTIFLACA	1T		138.0	13.8	6.9	58.0	35.0	47.0	ENERSUR
48	BOTIFLACA	1T		138.0	13.8	6.9	58.0	35.0	45.0	ENERSUR
49	BOTIFLACA	1B		138.0	69.0		15.0	15.0		ENERSUR
50	BOTIFLACA	1B		138.0	69.0		15.0	15.0		ENERSUR
51	LIXIVIACIÓN (TOTRAL)	1B		138.0	13.8		30.0	30.0		ENERSUR
52	PUSH BACK	1B		138.0	69.0		14.0	14.0		ENERSUR
53	QUEBRADA HONDA (SPCC)	1B		138.0	13.8		7.5	7.5		ENERSUR
54	TOQUEPALA (SPCC)	1B		138.0	13.8		33.0	33.0		ENERSUR
55	TOQUEPALA (SPCC)	1B		138.0	13.8		33.0	33.0		ENERSUR
56	MONTALVO	2B		220.0	138.0		150.0	150.0		ENERSUR
57	CHARCANI 1-2	1B		5.3	33.6		11.5	11.5		EGASA
58	CHARCANI 3	1B		5.3	33.6		11.5	11.5		EGASA
59	CHARCANI 4	1B		5.3	33.6		6.0	6.0		EGASA
60	CHARCANI 6	1B		5.3	35.6		11.2	11.2		EGASA
61	CONVERTIDOR 60 HZ	1B		5.3	32.8		11.5	11.5		EGASA
62	CHARCANI 4	1B		5.3	33.6		6.0	6.0		EGASA
63	CHARCANI 4	1B		5.3	33.6		6.0	6.0		EGASA
64	CHILINA GD1	1B		10.4	34.9		7.7	7.7		EGASA
65	CHILINA GD2	1B		10.4	33.9		7.7	7.7		EGASA
66	CHILINA TV3	1B		10.5	33.5		12.5	12.5		EGASA
67	CHARCANI 5	3B		13.8	142.0		57.0	57.0		EGASA
68	CHILINA TG1	1B		13.8	33.0		28.0	28.0		EGASA
69	MOLLENDO	1B		13.8	138.0		40.0	40.0		EGASA
70	MOLLENDO TURBO GAS	2B		13.8	138.0		50.0	50.0		EGASA
71	CHILINA	1B		138.0	35.5		45.0	60.0		EGASA
72	CALLAHUANCA-B	3B		6.5	67.0		17.2	17.2		EDEGEL
73	CALLAHUANCA-A	1B		8.0	67.5		44.1	44.1		EDEGEL
74	MOYOPAMPA	3B		9.5	67.8		30.0	30.0		EDEGEL
75	HUAMPANI	1B		10.0	64.5		25.0	25.0		EDEGEL
76	HUAMPANI	1B		10.0	64.5		22.4	22.4		EDEGEL
77	HUINCO	4B		12.5	235.6		85.0	85.0		EDEGEL
78	CHIMAY	1T		220.0	13.8	13.8	168.0	84.0	84.0	EDEGEL
79	YANANGO	1T		220.0	10.0		50.0	50.0		EDEGEL
80	CALLAHUANCA	1T		210.0	62.5	10.0	85.0	85.0	28.3	EDEGEL
81	SANTA ROSA (UTI)	1T		210.0	13.8	13.8	144.0	72.0	72.0	EDEGEL
82	MATUCANA	1T		236.0	12.5	12.5	160.0	80.0	80.0	EDEGEL
83	PACHACHACA	1B		2.3	50.0		18.0	18.0		ELECTROANDES

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES - SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

No.	TRANSFORMADORES	UNIDADES	SIST	TENSION NOMINAL (kV)			POTENCIA NOMINAL (MVA)			Propietario
				P	S	T	P	S	T	
84	OROYA	1B		2.4	48.0		11.0	11.0		ELECTROANDES
85	MALPASO	4B		6.9	50.0		17.0	17.0		ELECTROANDES
86	YAUPI A	1B		13.2	132.0		75.0	75.0		ELECTROANDES
87	YAUPI B	1B		13.2	132.0		50.0	50.0		ELECTROANDES
88	OROYA NUEVA	2A		115.0	48.0	11.0	30.0	30.0	6.6	ELECTROANDES
89	PARAGSHA	1T		120.0	48.0	12.6	44.0	35.0	44.0	ELECTROANDES
90	CARHUAMAYO	1A		125.0	48.0	11.0	30.0	30.0	6.6	ELECTROANDES
91	OROYA NUEVA	1T(*)		220.0	50.0	13.8	100.0	100.0	33.3	ELECTROANDES
92	COBRIZA I	1T		230.0	69.0	10.0	50.0	50.0	16.7	ELECTROANDES
93	SUCRE	3B		32.5	5.3		1.3	1.3		SEAL
94	CASERIO	1B		33.0	10.5		0.6	0.6		SEAL
95	CHALLAPAMPA	1B		33.0	10.5		10.0	10.0		SEAL
96	CHILINA (TR1)	1B		33.0	10.0		10.0	10.0		SEAL
97	CHILINA (TR2)	1B		33.0	10.0		10.0	10.0		SEAL
98	JESUS	1B		33.5	10.4		25.0	25.0		SEAL
99	PARQUE INDUSTRIAL (SEAL)	2B		33.5	10.4		25.0	25.0		SEAL
100	JESUS	1B		138.0	32.2		10.0	10.0		SEAL
101	MOLLENDO	1T		138.0	66.0	33.0	15.0	10.0	8.0	SEAL
102	SAN RAFAEL	2B		0.5	10.0		3.0	3.0		SAN GABAN
103	BELLAVISTA	1B		2.4	10.0		2.3	2.3		SAN GABAN
104	TAPARACHI - MAN 1	1B		2.4	10.0		1.3	1.3		SAN GABAN
105	TAPARACHI - SKODA	1B		2.4	10.0		1.0	1.0		SAN GABAN
106	TINTAYA	3B		4.2	10.0		4.0	4.0		SAN GABAN
107	SAN GABAN	2B		13.8	138.0		62.5	62.5		SAN GABAN
108	PUNO	2B		60.0	10.0		5.5	5.5		SAN GABAN
109	TAPARACHI	1B		60.0	10.0		12.0	12.0		SAN GABAN
110	PAITA	1T		4.2	10.0	60.0	8.0	8.0	8.0	EGENOR
111	PIURA-CT	2B		4.8	10.0		5.0	5.0		EGENOR
112	SULLANA-CT	1B		4.8	10.0		3.0	3.0		EGENOR
113	SULLANA-CT	1B		4.8	10.0		6.0	6.0		EGENOR
114	CARHUAQUERO	3B		10.0	220.0		27.8	27.8		EGENOR
115	CAÑON DEL PATO	6B		13.8	138.0		30.0	30.0		EGENOR
116	HUALLANCA	1T		138.0	66.0		15.0	15.0		EGENOR
117	HUALLANCA	1T		66.0	13.8		3.0	3.0		EGENOR
118	TRUPAL	1B		13.8	138.0		25.0	25.0		EGENOR
119	HERCCA	1B		2.3	10.5		16.0	16.0		EGEMSA
120	DOLORESPATA	5B		4.2	10.5		3.0	3.0		EGEMSA
121	ABANCAY	1T		138.0	60.0	13.2	25.0	15.0	12.0	EGEMSA
122	CACHIMAYO ELP	1T		138.0	34.5	10.5	6.0	3.0	3.0	EGEMSA
123	CACHIMAYO INCA	2B		138.0	6.9		20.0	20.0		EGEMSA
124	DOLORESPATA	3B		138.0	11.5		12.2	12.2		EGEMSA
125	ARICOTA 1	1B		10.5	66.0		28.2	28.2		EGESUR
126	ARICOTA 2	1T		10.5	66.0	138.0	14.1	30.0	30.0	EGESUR
127	CALANA	1B		10.5	66.0		24.0	24.0		EGESUR
128	CALANA	1B		10.5	66.0		24.0	24.0		EGESUR
129	SARITA	1B		66.0	33.0		2.0	2.0		EGESUR
130	VENTANILLA	1B		13.8	220.0		120.0	120.0		ETEVENSA
131	VENTANILLA	1B		13.8	220.0		215.0	215.0		ETEVENSA
132	VENTANILLA	1B		13.8	210.0		120.0	120.0		ETEVENSA
133	VENTANILLA	1B		13.8	210.0		215.0	215.0		ETEVENSA
134	CAHUA	2B		10.0	138.0		27.6	27.6		CAHUA
135	PARIAC	1B		13.2	66.6		9.2	9.2		CAHUA
136	PUCALLPA	1B		60.0	138.0		55.0	55.0		ISA
137	PARAMONGA	2B		138.6	13.8		27.5	27.5		CAHUA
138	AGUAYTIA	1T		220.0	138.0	22.9	60.0	60.0	60.0	ISA
139	PARAGSHA 2	1T		220.0	127.0	10.0	120.0	120.0	120.0	ISA
140	MANTARO	7 B		13.8	230.0		120.0	120.0		ELECTROPERU
141	RESTITUCION	3 B		13.8	231.0		82.5	82.5		ELECTROPERU
142	LOS HEROES	1T		220.0	66.0	10.5	60.0	60.0	12.0	REDESUR
143	PUNO	1A		220.0	138.0	10.5	120.0	120.0	15.0	REDESUR
144	AGUAYTIA	2B		13.8	220.0		100.0	80.0	60.0	TERMOSELVA
145	TALARA	1B		13.8	220.0		125.0	125.0		EEPSA
146	MINSUR	1B		60.0	10.0		20.0	20.0		MINSUR
147	SOCABAYA	2A	P	220.0	138.0	10.5	200.0	200.0	30.0	TRANSMANTARO
148	TINGO MARIA	1A	P	220.0	138.0		40.0	40.0		ETESSELVA

NOTA = T : TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS (*) Banco de transformadores monofásicos
 B : TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS
 A : AUTOTRANSFORMADOR
 (P) Sistema Principal

**EQUIPOS DE COMPENSACION REACTIVA EXISTENTES
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

UBICACION	TENSION (kV)	CAPACIDAD (MVAR)					
		COMP. SINCRONO		Reactor	Capacitor	S.V.C.	
		Inductivo	Capacitivo			Inductivo	Capacitivo
Rep							
Independencia	220.0			1 x 20			
Guadalupe	220.0			1 x 20			
Paramonga Nueva	220.0			1 x 40			
Piura Oeste	220.0			1 x 20			
Talara	220.0			1 x 20			
Trujillo Norte	138.0					20	30
Azangaro	138.0			1x20			
San Juan	60.0				4 x 30		
Chiclayo Oeste	60.0					30	30
Chimbote 1	13.8				1x15 + 1x20		
Huánuco	10.0				1 x 2.2		
Tingo María	10.0				1 x 2.2		
Marcona	10.0			2 x 5			
Independencia	10.0	10	20				
San Juan	10.0				1 x 15		
Tintaya	10.0					1x15	1x15
Juliaca Nueva	10.0			1 x 5	1 x 2,5 + 1 x 5		
Electroandes							
Oroya Nueva	50.0				2 x 9.6		
Pachachaca	50.0				1 x 9.6		
Paragsha I	50.0				1 x 12		
Casapalca	50.0				1 x 6		
Morococha	50.0				1 x 6		
Eteselva							
Tingo María	220.0			1x30			
Antamina							
Vizcarra	220.0					45	90
Egamsa							
Cachimayo	6.9				4 x 5		
Dolorespata	11.5				4 x 2,5		
Electrosur							
Tacna	10.5				2 x 1,5 + 1 x 0,75		
Yarada (Tacna)	10.0				1 x 0,75		
Parque Ind. (Tacna)	10.0				2 x 1,5		
Moquegua	10.0				1 x 0,975		
Enersur							
Refinería Cobre (ILO)	10.5				6		
Lixivación (Toquepala)	13.8				3		
Transmantaro							
Cotaruse	220.0			4 x 50			
Empresas de Distribución							
Luz del Sur							
Bañeros	60.0					30	60
Varios (1)	10.0				69		
Edelnor							
Chavarría	60.0					20	40
Varios (1)					97.2		
Electronorte							
Chiclayo Norte	10.5				1 x 5		
Chiclayo Oeste	10.5				1 x 5		

Nota: (1) Compensación distribuida en barras de 10 kV. Todos los bancos de compensación son fijos.

ANEXO 1.3

**PROGRAMACION DIARIA DE LA OPERACIÓN REAL DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PARA EPOCA DE
AVENIDA**

ANEXO 1.4

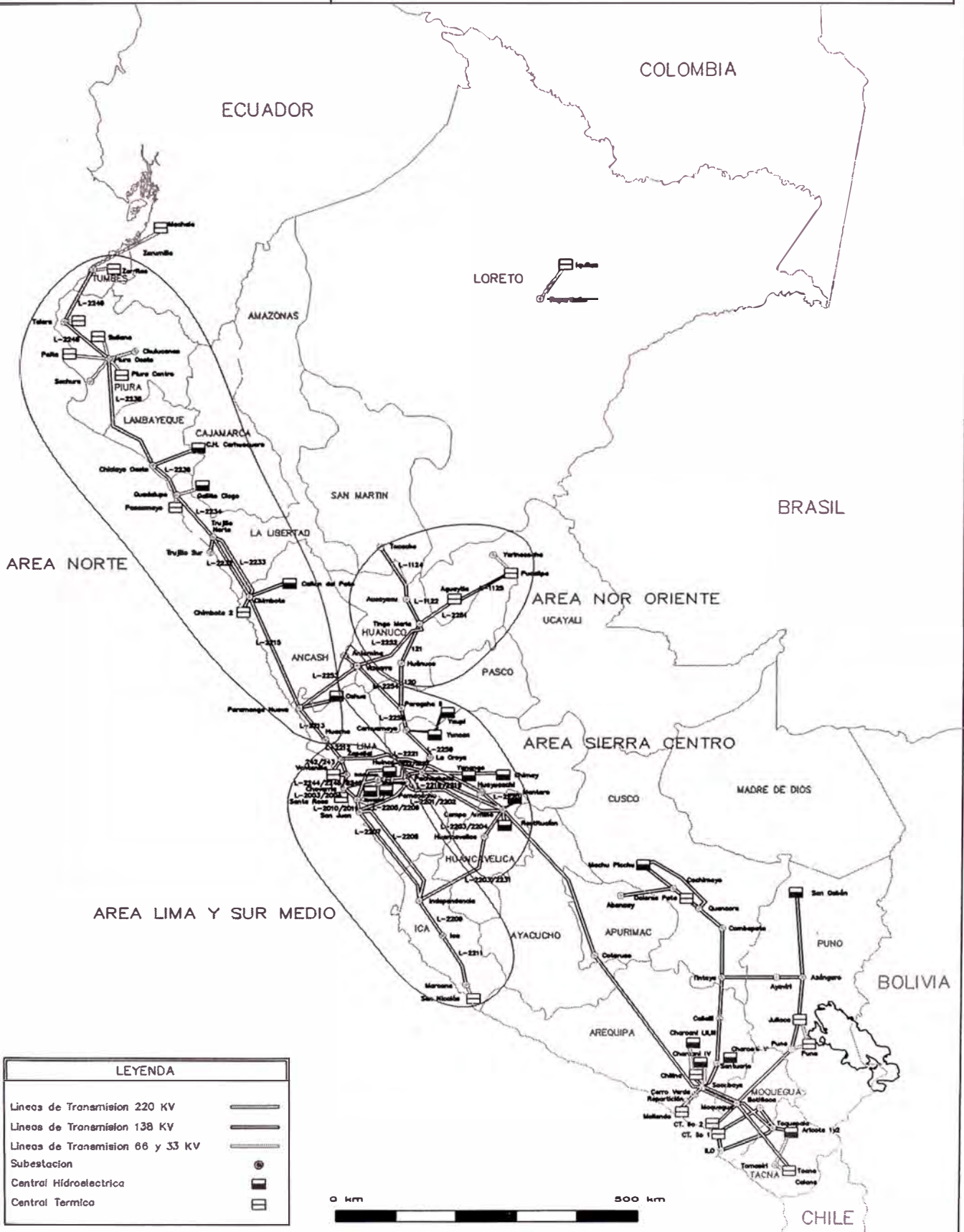
**PROGRAMACION DIARIA DE LA OPERACIÓN REAL DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PARA EPOCA DE
ESTIAJE**

ANEXO DEL CAPITULO II
UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LAS AREAS DE SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL



**COES
SINAC**
Cómite de Operación Económica
del Sistema Interconectado Nacional

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



ANEXOS DEL CAPITULO III

ANEXO 3.1

**PROGRAMACION DIARIA IDEALIZADA DE LA OPERACIÓN DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PARA MINIMA,
MEDIA Y MAXIMA DEMANDA PARA EPOCA DE AVENIDA Y
ESTIAJE**

ANEXO 3.2

**COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES TERMICAS DE
GENERACION PARA MINIMA, MEDIA Y MAXIMA DEMANDA
PARA EPOCA DE AVENIDA Y ESTIAJE**

ANEXO 3.2 : COSTOS VARIABLES - EPOCA DE AVENIDA

DEL 22/03/2003 AL 28/03/2003

COSTOS VARIABLES DE UNIDADES Y CENTRALES TERMICAS (SEMANA 12/2003)										
EMPRESA	CENTRAL	EFIC. TERM. BTU/KWH	Pe MW	EFIC. TERM. KWH/GL	PRECIO \$/ BARRIL	HORAS DE MINIMA DEMANDA			FACTORES PENALIZ.	COSTO EQ. STA. ROSA \$/ KWH
						CVNC	CVC	CV		
ENERSUR	ILO1 TV2		23.22		101.61	0.00376	0.0000	0.00376	1.0453	0.00360
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-1 (GAS)	11348.1	78.16	0.086	3.14	0.01056	0.0356	0.04615	1.0293	0.04484
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-2 (GAS)	11462.8	78.46	0.085	3.14	0.01056	0.0360	0.04651	1.0293	0.04519
ENERSUR	ILO2 TV-CARB-1	9211.1	141.46	2.740	5.80	0.00349	0.0504	0.05389	1.0271	0.05246
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS)	11870.2	82.22	0.091	12.12	0.01092	0.1338	0.14472	1.1173	0.12953
ENERSUR	ILO1 TV4		68.66		101.61	0.00376	0.1532	0.15699	1.0401	0.15094
ENERSUR	ILO1 TV3		53.23		101.61	0.00397	0.1611	0.16511	1.0436	0.15822
EEPSA	MALACAS TG-A (GAS)	15999.7	14.87	0.067	12.12	0.01394	0.1804	0.19434	1.1136	0.17451
ELECTROPERU	TUMBES R6	8075.8	18.34	18.233	134.19	0.02440	0.1752	0.19963	1.1156	0.17894
EGESUR	CALANA 4	7777.0	6.37	18.290	134.19	0.01713	0.1747	0.19181	1.0453	0.18350
EGESUR	CALANA 1,2 Y 3	7924.3	18.97	17.950	134.19	0.01713	0.1780	0.19512	1.0453	0.18667
ELECTROPERU	YARINACOGCHA	9002.6	24.00	15.800	124.37	0.01077	0.1874	0.19819	1.0484	0.18903
EEPSA	MALACAS TG-B (GAS)	18201.5	15.01	0.059	12.12	0.01394	0.2052	0.21917	1.1136	0.19680
EEPSA	MALACAS TG-C (GAS)	18626.5	16.65	0.058	12.12	0.01394	0.2100	0.22396	1.1136	0.20111
EGASA	CHILINA (SULZ 1,2)	9026.9	10.56	16.570	127.66	0.02352	0.1834	0.20695	1.0099	0.20492
CNP-ENERGIA	CNP MAN (R6-DS)	8964.1	1.59	15.700	131.42	0.02453	0.1993	0.22384	1.0737	0.20848
EGASA	MOLLENDO 1, 2, 3	8868.0	31.32	17.110	121.74	0.04821	0.1694	0.21762	1.0153	0.21433
EGENOR	PIURA 1	8704.4	22.15	15.146	140.60	0.02478	0.2210	0.24581	1.1437	0.21492
CNP-ENERGIA	CNP SULZER 123-R6	9905.3	22.96	14.360	125.03	0.02453	0.2073	0.23184	1.0737	0.21593
SHOUGESA	SHOUGESA TV-3	10808.8	26.53	12.920	124.35	0.00697	0.2291	0.23612	1.0748	0.21969
EGENOR	SULLANA	9616.1	11.08	13.710	140.31	0.02544	0.2437	0.26911	1.1613	0.23174
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O)	12609.7	97.28	0.065	12.12	0.07221	0.1874	0.25959	1.1173	0.23233
SHOUGESA	SHOUGESA TV-1	11474.9	19.52	12.170	124.35	0.00697	0.2433	0.25024	1.0748	0.23282
EGENOR	PIURA 2	9917.7	5.13	13.293	140.60	0.02478	0.2518	0.27662	1.1735	0.23571
SHOUGESA	SHOUGESA TV-2	11666.7	19.51	11.970	124.35	0.00697	0.2473	0.25431	1.0748	0.23661
EGENOR	CHICLAYO OESTE	9383.4	25.60	14.050	142.42	0.02453	0.2414	0.26588	1.0788	0.24646
EGENOR	PAITA 1	9950.7	6.35	13.249	140.60	0.02628	0.2527	0.27895	1.1285	0.24719
SHOUGESA	SHOUGESA CUMMINS D2	8467.3	1.24	15.570	159.93	0.02453	0.2446	0.26910	1.0748	0.25037
SAN GABAN	TAPARACHI	8445.6	5.43	15.610	151.41	0.03534	0.2309	0.26628	1.0155	0.26222
EGENOR	PAITA 2	11013.9	2.68	11.970	140.60	0.02628	0.2797	0.30595	1.1594	0.26390
EGESUR	MOQUEGUA 1-2	9802.0	0.83	13.450	165.00	0.02138	0.2921	0.31346	1.1611	0.26997
SAN GABAN	BELLAVISTA (ALCO, DEUTZ)	9251.7	2.11	14.250	151.74	0.02169	0.2535	0.27524	1.0187	0.27019
SAN GABAN	BELLAVISTA (MAN1, MAN2)	9048.5	3.61	14.570	151.74	0.04010	0.2480	0.28807	1.0197	0.28251
ENERSUR	ILO1 CATKATO	8783.2	3.25	15.010	159.09	0.04656	0.2524	0.29891	1.0507	0.28449
EDEGEL	STA ROSA WEST TG-7 (CON H2O)	10471.5	121.20	12.590	145.01	0.01429	0.2742	0.28853	1.0000	0.28853
SAN GABAN	TINTAYA	8992.9	17.43	14.660	150.79	0.03229	0.2449	0.27719	0.9496	0.29192
EGENOR	PIURA TG	13369.5	21.11	9.861	140.60	0.00941	0.3395	0.34890	1.1497	0.30348
ENERSUR	ILO1 TG2	10315.8	35.36	12.780	159.09	0.02227	0.2964	0.31866	1.0428	0.30558
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (SIN H2O)	9356.7	154.58	14.090	175.21	0.01394	0.2961	0.31001	1.0005	0.30986
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (SIN H2O)	9416.9	154.70	14.000	175.21	0.01394	0.2980	0.31191	1.0005	0.31176
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (CON H2O)	9574.2	160.52	13.770	175.21	0.01394	0.3029	0.31689	1.0005	0.31674
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (CON H2O)	9609.1	164.14	13.720	175.21	0.01394	0.3040	0.31799	1.0005	0.31784
EGASA	MOLLENDO TG1	11931.3	37.17	11.830	158.25	0.00892	0.3185	0.32741	1.0153	0.32247
EGASA	MOLLENDO TG2	11971.8	35.67	11.790	158.25	0.00892	0.3196	0.32849	1.0153	0.32353
EGENOR	CHIMBOTE TG	13577.4	67.45	9.710	144.32	0.00941	0.3539	0.36329	1.1143	0.32602
EGASA	CHILINA TV3	16111.9	10.08	9.330	123.94	0.01471	0.3163	0.33099	1.0099	0.32774
EGENOR	TRUPAL TV	17431.4	13.85	8.160	110.85	0.02788	0.3234	0.35133	1.0720	0.32774
EGENOR	TRUJILLO TG	13676.0	21.72	9.640	143.05	0.00941	0.3533	0.36273	1.0928	0.33194
EDEGEL	STA ROSA - UTI-6	11845.1	52.06	11.130	145.01	0.02464	0.3102	0.33485	1.0000	0.33485
ENERSUR	ILO1 TG1	11930.9	35.22	11.050	159.09	0.00896	0.3428	0.35175	1.0429	0.33727
EDEGEL	STAROSA - UTI-5	11941.7	53.60	11.040	145.01	0.02464	0.3127	0.33738	1.0000	0.33738
EGASA	CICLO COMBINADO	12287.1	19.36	11.540	161.11	0.01244	0.3324	0.34486	1.0099	0.34148
EGASA	CHILINA TV2	16928.4	7.16	8.880	123.94	0.01579	0.3323	0.34810	1.0099	0.34468
EEPSA	VERDUN V9	9258.2	0.97	14.240	231.63	0.02568	0.3873	0.41298	1.1136	0.37083
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL)	10102.4	79.81	13.050	231.63	0.00784	0.4226	0.43045	1.1173	0.38525
EGEMSA	DOLORES (SZ 1,2)	9965.0	2.91	13.230	171.94	0.01999	0.3094	0.32942	0.8406	0.39190
EGEMSA	DOLORES(GM 1,2,3; ALC 1,2)	9965.0	8.85	13.230	171.94	0.01579	0.3094	0.32522	0.8297	0.39196
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL CON H2O)	10496.5	93.01	12.560	231.63	0.00784	0.4391	0.44694	1.1173	0.40001
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS+DIESEL CON H2O)		94.60	0.000	1941.24	0.00927	0.5531	0.56239	1.1173	0.50334
EDEGEL	STA ROSA - BBC	20129.5	36.04	6.549	145.11	0.02196	0.5275	0.54950	1.0230	0.53714
SAN GABAN	SAN RAFAEL	16196.1	4.72	8.140	169.65	0.04694	0.4962	0.54317	0.8829	0.61521

COSTOS VARIABLES POR SOLIDO EN SUSPENSION DE UNIDADES Y CENTRALES HIDRAULICAS (SEMANA 12/2003)										
EMPRESA	CENTRAL	COSTO SOLIDOS	FACTORES PENALIZ.	COSTO EQ. STA. ROSA \$/ KWH						
					EGENOR	CH CAÑON DEL PATO (Solidos en suspensión)	260.73	0.0000 0.0089 0.00892	1.0005 0.00974	

Tipo de Cambio 3.485 (*) Precio gas TERMOSELVA y 02/02/2006 16:00
 FAPEM 0.975 Precio gas MALACAS expresado en \$/ MMBTU
 Canon agua 0.819 ESCENARIO 1
 Costo de Falla 871.250 ACTUALIZACION DE COMBUSTIBLE R500 PARA LA CENTRAL TERMICA ILO1
 Valor Agua 0.819 <== Compuerta de Upamayo Cerrada

ANEXO 3.2 : COSTOS VARIABLES - EPOCA DE AVENIDA

DEL 22/03/2003 AL 28/03/2003

COSTOS VARIABLES DE UNIDADES Y CENTRALES TERMICAS (SEMANA 12/2003)										COSTO EQ.	
EMPRESA	CENTRAL	EFIC. TERM.		Pe MW	EFIC. TERM. KWH/GL	(*) PRECIO S/. BARRIL	HORAS DE MEDIA DEMANDA			FACTORES PENALIZ.	STA. ROSA S/. KWH
		BTU/KWH					CVNC	CVC	CV		
ENERSUR	ILO1 TV2			23.22		101.61	0.00376	0.0000	0.00376	1.0163	0.00370
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-1 (GAS)	11348.1	78.16	0.086	3.14	0.01056	0.0356	0.04615	0.8759	0.05269	
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-2 (GAS)	11462.8	78.46	0.085	3.14	0.01056	0.0360	0.04651	0.8759	0.05311	
ENERSUR	ILO2 TV-CARB-1	9211.1	141.46	2.740	5.80	0.00349	0.0504	0.05389	0.9996	0.05391	
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS)	11870.2	82.22	0.091	12.12	0.01092	0.1338	0.14472	0.9851	0.14691	
ENERSUR	ILO1 TV4		68.66		101.61	0.00376	0.1532	0.15699	1.0113	0.15523	
ENERSUR	ILO1 TV3		53.23		101.61	0.00397	0.1611	0.16511	1.0142	0.16280	
EGESUR	CALANA 4	7777.0	6.37	18.290	134.19	0.01713	0.1747	0.19181	1.0279	0.18661	
EGESUR	CALANA 1,2 Y 3	7924.3	18.97	17.950	134.19	0.01713	0.1780	0.19512	1.0279	0.18983	
EEPSA	MALACAS TG-A (GAS)	15999.7	14.87	0.067	12.12	0.01394	0.1804	0.19434	0.9870	0.19691	
ELECTROPERU	TUMBES R6	8075.8	18.34	18.233	134.19	0.02440	0.1752	0.19963	0.9893	0.20178	
EGASA	CHILINA (SULZ 1,2)	9026.9	10.56	16.570	127.66	0.02352	0.1834	0.20695	0.9804	0.21109	
SHOUGESA	SHOUGESA TV-3	10808.8	26.53	12.920	124.35	0.00697	0.2291	0.23612	1.0809	0.21845	
ELECTROPERU	YAPINACOCOA	9002.6	24.00	15.800	124.37	0.01077	0.1874	0.19819	0.9017	0.21979	
EGASA	MOLLENDO 1, 2, 3	8868.0	31.32	17.110	121.74	0.04821	0.1694	0.21762	0.9885	0.22016	
EEPSA	MALACAS TG-B (GAS)	18201.5	15.01	0.059	12.12	0.01394	0.2052	0.21917	0.9870	0.22206	
EEPSA	MALACAS TG-C (GAS)	18626.5	16.65	0.058	12.12	0.01394	0.2100	0.22396	0.9870	0.22692	
SHOUGESA	SHOUGESA TV-1	11474.9	19.52	12.170	124.35	0.00697	0.2433	0.25024	1.0809	0.23152	
CNP-ENERGIA	CNP MAN (R6-DS)	8964.1	1.59	15.700	131.42	0.02453	0.1993	0.22384	0.9639	0.23223	
SHOUGESA	SHOUGESA TV-2	11666.7	19.51	11.970	124.35	0.00697	0.2473	0.25431	1.0809	0.23528	
CNP-ENERGIA	CNP SULZER 123-R6	9055.3	22.96	14.360	125.03	0.02453	0.2073	0.23184	0.9639	0.24052	
EGENOR	PIURA 1	8704.4	22.15	15.146	140.60	0.02478	0.2210	0.24581	1.0168	0.24173	
SHOUGESA	SHOUGESA CUMMINS D2	8467.3	1.24	15.570	159.93	0.02453	0.2446	0.26910	1.0809	0.24897	
EGENOR	SULLANA	9616.1	11.08	13.710	140.31	0.02544	0.2437	0.26911	1.0268	0.26209	
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O)	12609.7	97.28	0.065	12.12	0.07221	0.1874	0.25959	0.9851	0.26351	
EGENOR	PIURA 2	9917.7	5.13	13.293	140.60	0.02478	0.2518	0.27662	1.0450	0.26471	
SAN GABAN	TAPARACHI	8445.6	5.43	15.610	151.41	0.03534	0.2309	0.26628	0.9919	0.26845	
EGESUR	MOQUEGUA 1-2	9802.0	0.83	13.450	165.00	0.02138	0.2921	0.31346	1.1492	0.27276	
EGENOR	CHICLAYO OESTE	9383.4	25.60	14.050	142.42	0.02453	0.2414	0.26588	0.9704	0.27398	
SAN GABAN	BELLAVISTA (ALCO, DEUTZ)	9251.7	2.11	14.250	151.74	0.02169	0.2535	0.27524	0.9924	0.27734	
EGENOR	PAITA 1	9950.7	6.35	13.249	140.60	0.02628	0.2527	0.27895	0.9985	0.27937	
EOGEL	STA ROSA WEST TG-7 (CON H2O)	10471.5	121.20	12.590	145.01	0.01429	0.2742	0.28853	1.0000	0.28853	
SAN GABAN	BELLAVISTA (MAN1, MAN2)	9048.5	3.61	14.570	151.74	0.04010	0.2480	0.28807	0.9918	0.29045	
ENERSUR	ILO1 CATKATO	8783.2	3.25	15.010	159.09	0.04656	0.2524	0.29891	1.0209	0.29280	
EGENOR	PAITA 2	11013.9	2.68	11.970	140.60	0.02628	0.2797	0.30595	1.0329	0.29619	
SAN GABAN	TINTAYA	8992.9	17.43	14.660	150.79	0.03229	0.2449	0.27719	0.9255	0.29951	
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (SIN H2O)	9356.7	154.58	14.090	175.21	0.01394	0.2961	0.31001	0.9983	0.31054	
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (SIN H2O)	9416.9	154.70	14.000	175.21	0.01394	0.2980	0.31191	0.9983	0.31244	
ENERSUR	ILO1 TG2	10315.8	35.36	12.780	159.09	0.02227	0.2964	0.31866	1.0132	0.31451	
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (CON H2O)	9574.2	160.52	13.770	175.21	0.01394	0.3029	0.31689	0.9983	0.31743	
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (CON H2O)	9609.1	164.14	13.720	175.21	0.01394	0.3040	0.31799	0.9983	0.31854	
EGASA	MOLLENDO TG1	11931.3	37.17	11.830	158.25	0.00892	0.3185	0.32741	0.9885	0.33124	
EGASA	MOLLENDO TG2	11971.8	35.67	11.790	158.25	0.00892	0.3196	0.32849	0.9885	0.33233	
EDEGEL	STAROSA - UTI-6	11845.1	52.06	11.130	145.01	0.02464	0.3102	0.33485	1.0000	0.33485	
EDEGEL	STA ROSA - UTI-5	11941.7	53.60	11.040	145.01	0.02464	0.3127	0.33738	1.0000	0.33738	
EGASA	CHILINA TV3	16111.9	10.08	9.330	123.94	0.01471	0.3163	0.33099	0.9804	0.33760	
EGENOR	PIURA TG	13369.5	21.11	9.861	140.60	0.00941	0.3395	0.34890	1.0224	0.34124	
ENERSUR	ILO1 TG1	11930.9	35.22	11.050	159.09	0.00896	0.3428	0.35175	1.0133	0.34714	
EGASA	CICLO COMBINADO	12287.1	19.36	11.540	161.11	0.01244	0.3324	0.34486	0.9804	0.35175	
EGASA	CHILINA TV2	16928.4	7.16	8.880	123.94	0.01579	0.3323	0.34810	0.9804	0.35505	
EGENOR	CHIMBOTE TG	13577.4	67.45	9.710	144.32	0.00941	0.3539	0.36329	1.0052	0.36142	
EGENOR	TRUPAL TV	17431.4	13.85	8.160	110.85	0.02788	0.3234	0.35133	0.9680	0.36293	
EGENOR	TRUJILLO TG	13676.0	21.72	9.640	143.05	0.00941	0.3533	0.36273	0.9903	0.36627	
EGEMSA	DOLORES (SZ 1,2)	9965.0	2.91	13.230	171.94	0.01999	0.3094	0.32942	0.8380	0.39311	
EGEMSA	DOLORES(GM 1,2,3; ALC 1,2)	9965.0	8.85	13.230	171.94	0.01579	0.3094	0.32522	0.8269	0.39328	
EEPSA	VERDUN V9	9258.2	0.97	14.240	231.63	0.02568	0.3873	0.41298	0.9870	0.41842	
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL)	10102.4	79.81	13.050	231.63	0.00784	0.4226	0.43045	0.9851	0.43695	
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL CON H2O)	10496.5	93.01	12.560	231.63	0.00784	0.4391	0.44694	0.9851	0.45369	
EDEGEL	STA ROSA - BBC	20129.5	36.04	6.549	145.11	0.02196	0.5275	0.54950	1.0397	0.52851	
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS+DIESEL CON H2O)		94.60	0.000	1941.24	0.00927	0.5531	0.56239	0.9851	0.57089	
SAN GABAN	SAN RAFAEL	16196.1	4.72	8.140	169.65	0.04694	0.4962	0.54317	0.8622	0.62997	

COSTOS VARIABLES POR SOLIDO EN SUSPENSION DE UNIDADES Y CENTRALES HIDRAULICAS (SEMANA 12/2003)										COSTO EQ.	
EMPRESA	CENTRAL				COSTO SOLIDOS			FACTORES		STA. ROSA S/. KWH	
								PENALIZ.			
EGENOR	CH CAÑON DEL PATO (Solidos en suspensión)		260.73		0.00000	0.0089	0.00892	0.8835	0.01092		

Tipo de Cambio 3.485 (*) Precio gas TERMOSELVA y 02/02/2006 16:00
 FAPEM 0.975 Precio gas MALACAS expresado en S/. / MMBTU
 Canon agua 0.819 ESCENARIO 1
 Costo de Falla 871.250 ACTUALIZACION DE COMBUSTIBLE R500 PARA LA CENTRAL TERMICA ILO1
 Valor Agua (S/MWh) 0.819 <== Compuerta de Upamayo Cerrada

ANEXO 3.2 : COSTOS VARIABLES - EPOCA DE AVENIDA

DEL 22/03/2003 AL 28/03/2003

COSTOS VARIABLES DE UNIDADES Y CENTRALES TERMICAS (SEMANA 12/2003)										
EMPRESA	CENTRAL	EFIC. TERM.		(*)	HORAS DE MAXIMA DEMANDA			COSTO EQ.		
		BTU/KWH	Pe MW		EFIC. TERM. KWH/GL	PRECIO S/. BARRIL	CVNC	CVC	CV	FACTORES PENALIZ.
ENERSUR	ILO1 TV2		23.22		101.61	0.00376	0.0000	0.00376	0.9537	0.00395
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-1 (GAS)	11348.1	78.16	0.086	3.14	0.01056	0.0356	0.04615	0.8612	0.05359
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-2 (GAS)	11462.8	78.46	0.085	3.14	0.01056	0.0360	0.04651	0.8612	0.05401
ENERSUR	ILO2 TV-CARB-1	9211.1	141.46	2.740	5.80	0.00349	0.0504	0.05389	0.9440	0.05708
ENERSUR	ILO1 TV4		68.66		101.61	0.00376	0.1532	0.15699	0.9464	0.16599
ENERSUR	ILO1 TV3		53.23		101.61	0.00397	0.1611	0.16511	0.9516	0.17352
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS)	11870.2	82.22	0.091	12.12	0.01092	0.1338	0.14472	0.8007	0.18076
EGESUR	CALANA 4	7777.0	6.37	18.290	134.19	0.01713	0.1747	0.19181	0.8955	0.21420
SHOUGESA	SHOUGESA TV-3	10808.8	26.53	12.920	124.35	0.00697	0.2291	0.23612	1.0909	0.21644
EGESUR	CALANA 1,2 Y 3	7924.3	18.97	17.950	134.19	0.01713	0.1780	0.19512	0.8955	0.21789
EGASA	CHILINA (SULZ 1,2)	9026.9	10.56	16.570	127.66	0.02352	0.1834	0.20695	0.9259	0.22352
ELECTROPERU	YARINACOCCHA	9002.6	24.00	15.800	124.37	0.01077	0.1874	0.19819	0.8826	0.22455
SHOUGESA	SHOUGESA TV-1	11474.9	19.52	12.170	124.35	0.00697	0.2433	0.25024	1.0909	0.22938
EGASA	MOLLENDO 1, 2, 3	8868.0	31.32	17.110	121.74	0.04821	0.1694	0.21762	0.9420	0.23103
SHOUGESA	SHOUGESA TV-2	11666.7	19.51	11.970	124.35	0.00697	0.2473	0.25431	1.0909	0.23311
EEPSA	MALACAS TG-A (GAS)	15999.7	14.87	0.067	12.12	0.01394	0.1804	0.19434	0.8084	0.24041
ELECTROPERU	TUMBES R6	8075.8	18.34	18.233	134.19	0.02440	0.1752	0.19963	0.8109	0.24619
SHOUGESA	SHOUGESA CUMMINS D2	8467.3	1.24	15.570	159.93	0.02453	0.2446	0.26910	1.0909	0.24667
CNP-ENERGIA	CNP MAN (R6-DS)	8964.1	1.59	15.700	131.42	0.02453	0.1993	0.22384	0.8536	0.26223
EGESUR	MOQUEGUA 1-2	9802.0	0.83	13.450	165.00	0.02138	0.2921	0.31346	1.1863	0.26424
EEPSA	MALACAS TG-B (GAS)	18201.5	15.01	0.059	12.12	0.01394	0.2052	0.21917	0.8084	0.27112
CNP-ENERGIA	CNP SULZER 123-R6	9905.3	22.96	14.360	125.03	0.02453	0.2073	0.23184	0.8536	0.27160
EEPSA	MALACAS TG-C (GAS)	18626.5	16.65	0.058	12.12	0.01394	0.2100	0.22396	0.8084	0.27705
SAN GABAN	TAPARACHI	8445.6	5.43	15.610	151.41	0.03534	0.2309	0.26628	0.9408	0.28304
EDEGEL	STA ROSA WEST TG-7 (CON H2O)	10471.5	121.20	12.590	145.01	0.01429	0.2742	0.28853	1.0000	0.28853
EGENOR	PIURA 1	8704.4	22.15	15.146	140.60	0.02478	0.2210	0.24581	0.8476	0.29000
SAN GABAN	BELLAVISTA (ALCO, DEUTZ)	9251.7	2.11	14.250	151.74	0.02169	0.2535	0.27524	0.9387	0.29321
SAN GABAN	BELLAVISTA (MAN1, MAN2)	9048.5	3.61	14.570	151.74	0.04010	0.2480	0.28807	0.9369	0.30747
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (SIN H2O)	9356.7	154.58	14.090	175.21	0.01394	0.2961	0.31001	0.9974	0.31080
ENERSUR	ILO1 CATKATO	8783.2	3.25	15.010	159.09	0.04656	0.2524	0.29891	0.9570	0.31234
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (SIN H2O)	9416.9	154.70	14.000	175.21	0.01394	0.2980	0.31191	0.9974	0.31271
SAN GABAN	TINTAYA	8992.9	17.43	14.660	150.79	0.03229	0.2449	0.27719	0.8853	0.31312
EGENOR	CHICLAYO OESTE	9383.4	25.60	14.050	142.42	0.02453	0.2414	0.26588	0.8425	0.31559
EGENOR	PIURA 2	9917.7	5.13	13.293	140.60	0.02478	0.2518	0.27662	0.8713	0.31748
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (CON H2O)	9574.2	160.52	13.770	175.21	0.01394	0.3029	0.31689	0.9974	0.31770
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (CON H2O)	9609.1	164.14	13.720	175.21	0.01394	0.3040	0.31799	0.9974	0.31881
EGENOR	SULLANA	9616.1	11.08	13.710	140.31	0.02544	0.2437	0.26911	0.8349	0.32231
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O)	12609.7	97.28	0.065	12.12	0.07221	0.1874	0.25959	0.8007	0.32421
EDEGEL	STA ROSA - UTI-6	11845.1	52.06	11.130	145.01	0.02464	0.3102	0.33485	1.0000	0.33485
ENERSUR	ILO1 TG2	10315.8	35.36	12.780	159.09	0.02227	0.2964	0.31866	0.9506	0.33523
EDEGEL	STA ROSA - UTI-5	11941.7	53.60	11.040	145.01	0.02464	0.3127	0.33738	1.0000	0.33738
EGENOR	PAITA 1	9950.7	6.35	13.249	140.60	0.02628	0.2527	0.27895	0.8208	0.33983
EGASA	MOLLENDO TG1	11931.3	37.17	11.830	158.25	0.00892	0.3185	0.32741	0.9420	0.34759
EGASA	MOLLENDO TG2	11971.8	35.67	11.790	158.25	0.00892	0.3196	0.32849	0.9420	0.34874
EGENOR	PAITA 2	11013.9	2.68	11.970	140.60	0.02628	0.2797	0.30595	0.8619	0.35496
EGASA	CHILINA TV3	16111.9	10.08	9.330	123.94	0.01471	0.3163	0.33099	0.9273	0.35692
ENERSUR	ILO1 TG1	11930.9	35.22	11.050	159.09	0.00896	0.3428	0.35175	0.9507	0.37000
EGASA	CICLO COMBINADO	12287.1	19.36	11.540	161.11	0.01244	0.3324	0.34486	0.9273	0.37188
EGASA	CHILINA TV2	16928.4	7.16	8.880	123.94	0.01579	0.3323	0.34810	0.9273	0.37537
EGEMSA	DOLORES (SZ 1,2)	9965.0	2.91	13.230	171.94	0.01999	0.3094	0.32942	0.8255	0.39905
EGEMSA	DOLORES (GM 1,2,3; ALC 1,2)	9965.0	8.85	13.230	171.94	0.01579	0.3094	0.32522	0.8143	0.39937
EGENOR	TRUPAL TV	17431.4	13.85	8.160	110.85	0.02788	0.3234	0.35133	0.8697	0.40396
EGENOR	TRUJILLO TG	13676.0	21.72	9.640	143.05	0.00941	0.3533	0.36273	0.8926	0.40638
EGENOR	CHIMBOTE TG	13577.4	67.45	9.710	144.32	0.00941	0.3539	0.36329	0.8895	0.40842
EGENOR	PIURA TG	13369.5	21.11	9.861	140.60	0.00941	0.3395	0.34890	0.8523	0.40935
EEPSA	VERDUNV9	9258.2	0.97	14.240	231.63	0.02568	0.3873	0.41298	0.8084	0.51088
EDEGEL	STAROSA - BBC	20129.5	36.04	6.549	145.11	0.02196	0.5275	0.54950	1.0740	0.51163
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL)	10102.4	79.81	13.050	231.63	0.00784	0.4226	0.43045	0.8007	0.53761
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL CON H2O)	10496.5	93.01	12.560	231.63	0.00784	0.4391	0.44694	0.8007	0.55821
SAN GABAN	SAN RAFAEL	16196.1	4.72	8.140	169.65	0.04694	0.4962	0.54317	0.8176	0.66436
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS+DIESEL CON H2O)		94.60	0.000	1941.24	0.00927	0.5531	0.56239	0.8007	0.70240

COSTOS VARIABLES POR SOLIDO EN SUSPENSION DE UNIDADES Y CENTRALES HIDRAULICAS (SEMANA 12/2003)										
EMPRESA	CENTRAL				COSTO SOLIDOS			FACTORES		COSTO EQ.
								PENALIZ.	STA. ROSA S/. KWH	
EGENOR	CH CANON DEL PATO (Solidos en suspencion)		260.73		0.00000	0.0089	0.00892	0.7874	0.01215	

Tipo de Cambio 3.485 (*) Precio gas TERMOSELVA y
 FAPEM 0.975 Precio gas MALACAS expresado en S/. / MMBTU
 Canon agua 0.819 ESCENARIO 1
 Costo de Falla 871.250 ACTUALIZACION DE COMBUSTIBLE R500 PARA LA CENTRAL TERMICA ILO1
 Valor Agua (S/MWh) 0.819 <== Compuerta de Upamayo Cerrada

ANEXO 3.2 : COSTOS VARIABLES - EPOCA DE ESTIAJE

DEL 11 AL 17/10/2003

ANEXO 5D : COSTOS VARIABLES DE UNIDADES Y CENTRALES TERMICAS (SEMANA 41/2003)		HORAS DE MINIMA DEMANDA			COSTO EQ.						
EMPRESA	CENTRAL	FIC. TERM. BTU/KWH	Pe MW	EFIC. TERM KWH/GL	PRECIO \$/ BARRIL	CVNC	CVC	CV	FACTORES PENALIZ.	STA. ROSA \$/ KWH	
ENERSUR	ILO1 TV2		23.22			99.59	0.00376	0.0000	0.00376	0.8450	0.00445
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-1 (GAS)	11348.1	78.16	0.086		3.26	0.01055	0.0370	0.04753	0.9046	0.05255
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-2 (GAS)	11462.8	78.46	0.085		3.26	0.01055	0.0374	0.04791	0.9046	0.05296
ENERSUR	ILO2 TV-CARB-1	8235.2	141.08	3.006		0.16	0.00348	0.0519	0.05536	0.8428	0.06569
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS)	12051.4	81.15	0.092		9.83	0.01090	0.1185	0.12939	1.0098	0.12814
ELECTROPER	TUMBES R6	7635.2	18.24	18.415		106.76	0.02437	0.1380	0.16241	1.0182	0.15950
EEPSA	MALACAS TG-C (GAS)	15552.0	15.10	0.069		9.83	0.01392	0.1529	0.16682	-1.0174	0.16396
EEPSA	MALACAS TG-B (GAS)	15692.8	15.04	0.069		9.83	0.01392	0.1543	0.16821	1.0174	0.16532
EEPSA	MALACAS TG-A (GAS)	16021.8	15.05	0.067		9.83	0.01392	0.1575	0.17144	1.0174	0.16850
CNP-ENERGIA	CNP MAN (R6-DS)	8964.1	1.59	15.700		111.95	0.02451	0.1698	0.19428	1.0917	0.17796
EGESUR	CALANA 4	7690.5	6.37	18.290		108.45	0.01711	0.1412	0.15828	0.8737	0.18117
CNP-ENERGIA	CNP SULZER 123-R6	9965.0	22.99	14.274		105.62	0.02451	0.1762	0.20068	1.0917	0.18383
EGESUR	CALANA 1,2 Y 3	7836.1	18.97	17.950		108.45	0.01711	0.1439	0.16096	0.8737	0.18423
ENERSUR	ILO1 TV1 (F/S)					99.59	0.00376	0.1595	0.16325	0.8482	0.19246
ENERSUR	ILO1 TV4		68.66			99.59	0.00376	0.1577	0.16144	0.8375	0.19277
ELECTROPER	YARINACOCHA	7902.3	23.82	18.000		129.13	0.01155	0.1708	0.18235	0.9274	0.19663
ENERSUR	ILO1 TV3		53.23			99.59	0.00397	0.1658	0.16979	0.8433	0.20134
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O)	13066.4	97.35	0.084		9.83	0.07520	0.1285	0.20366	1.0098	0.20170
SHOUGESA	SHOUGESA TV-3	10943.4	26.53	12.920		117.17	0.00696	0.2159	0.22289	1.0821	0.20599
EGASA	MOLLENDO 1, 2, 3	7961.7	31.46	17.800		102.33	0.04815	0.1369	0.18503	0.8711	0.21240
EGASA	CHILINA (SULZ 1,2)	8711.7	10.28	16.140		109.05	0.02350	0.1609	0.18436	0.8653	0.21305
SHOUGESA	SHOUGESA CUMMINS D2	8475.5	1.24	15.570		137.57	0.02451	0.2104	0.23487	1.0821	0.21706
SHOUGESA	SHOUGESA TV-1	11617.8	19.52	12.170		117.17	0.00696	0.2292	0.23620	1.0821	0.21828
SHOUGESA	SHOUGESA TV-2	11811.9	19.51	11.970		117.17	0.00696	0.2331	0.24003	1.0821	0.22182
EGENOR	PIURA 1	8383.0	22.72	15.681		147.94	0.02475	0.2246	0.24938	1.0791	0.23111
EGENOR	CHICLAYO OESTE	9366.4	25.14	14.030		149.17	0.02451	0.2532	0.27766	1.0887	0.25504
EGENOR	SULLANA	9636.2	11.08	13.710		147.40	0.02541	0.2560	0.28139	1.0907	0.25800
EGENOR	PIURA 2	9888.9	5.13	13.293		147.94	0.02475	0.2650	0.28974	1.1061	0.26194
EGENOR	PAITA 1	10031.6	6.35	13.249		146.77	0.02625	0.2638	0.29000	1.0624	0.27298
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (SIN H2O)	9335.8	154.58	14.090		156.22	0.01392	0.2640	0.27790	0.9996	0.27801
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (SIN H2O)	9395.8	154.70	14.000		156.22	0.01392	0.2657	0.27960	0.9994	0.27976
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (CON H2O)	9552.7	160.52	13.770		156.22	0.01392	0.2701	0.28403	0.9996	0.28415
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (CON H2O)	9587.5	164.14	13.720		156.22	0.01392	0.2711	0.28502	0.9994	0.28518
EGENOR	PAITA 2	11103.4	2.68	11.970		146.77	0.02625	0.2919	0.31818	1.0927	0.29120
EGENOR	TRUPAL TV	17038.8	13.85	8.160		103.26	0.02785	0.3013	0.32913	1.0980	0.29977
EDEGEL	STA ROSA WEST TG-7 (CON H2O)	10632.0	121.96	12.400		149.28	0.01427	0.2866	0.30092	1.0000	0.30092
EGESUR	MOQUEGUA 1-2	9707.5	0.83	13.450		151.92	0.02135	0.2689	0.29028	0.9566	0.30345
EGENOR	CHIMBOTE TG	13389.3	67.45	9.720		148.54	0.00940	0.3639	0.37325	1.1442	0.32620
EGASA	CHILINA TV3	15238.6	10.10	9.300		104.53	0.01469	0.2676	0.28229	0.8653	0.32623
EGENOR	TRUJILLO TG	13727.9	21.72	9.640		147.48	0.00940	0.3643	0.37367	1.1195	0.33378
EGENOR	PIURA TG	13330.6	21.11	9.861		147.94	0.00940	0.3572	0.36661	1.0845	0.33806
EGASA	CHILINA TV2	15764.1	6.79	8.990		104.53	0.01577	0.2768	0.29260	0.8653	0.33814
ENERSUR	ILO1 CATKATO	8764.8	3.25	15.010		153.86	0.04651	0.2441	0.29056	0.8527	0.34074
SAN GABAN	BELLAVISTA (ALCO, DEUTZ)	9575.9	2.13	13.759		155.96	0.02167	0.2699	0.29156	0.8543	0.34129
EDEGEL	STA ROSA - UTI-6	11845.1	52.06	11.130		149.28	0.02461	0.3194	0.34396	1.0000	0.34396
SAN GABAN	TINTAYA	8968.8	17.17	14.660		155.01	0.03225	0.2518	0.28401	0.8207	0.34604
EDEGEL	STAROSA - UTI-5	11941.7	53.60	11.040		149.28	0.02461	0.3220	0.34656	1.0000	0.34656
SAN GABAN	BELLAVISTA (MAN1, MAN2)	9239.5	3.56	14.260		155.96	0.04005	0.2604	0.30046	0.8502	0.35342
EGASA	CICLO COMBINADO	10909.1	18.70	11.920		149.72	0.01243	0.2991	0.31149	0.8653	0.35997
SAN GABAN	TAPARACHI	9632.6	5.34	13.678		155.63	0.03530	0.2709	0.30621	0.8502	0.36018
ENERSUR	ILO1 TG2	10294.2	35.36	12.780		153.86	0.02224	0.2866	0.30888	0.8464	0.36496
EGASA	MOLLENDO TG2	11538.3	35.80	11.270		146.85	0.00891	0.3102	0.31916	0.8711	0.36636
EGASA	MOLLENDO TG1	11930.0	35.22	10.900		146.85	0.00891	0.3208	0.32969	0.8711	0.37845
ENERSUR	ILO1 TG1	11905.9	35.22	11.050		153.86	0.00895	0.3315	0.34046	0.8464	0.40223
EGEMSA	DOLORES(GM 1,2,3; ALC 1,2)	9924.7	8.85	13.230		160.54	0.01577	0.2889	0.30470	0.7169	0.42501
EGEMSA	DOLORES (SZ 1,2)	9924.7	2.91	13.230		160.54	0.01997	0.2889	0.30889	0.7252	0.42593
EEPSA	VERDUN V9	9902.1	1.00	13.290		241.76	0.02565	0.4331	0.45877	1.0174	0.45092
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL CON H2O)	10461.1	93.01	12.560		240.07	0.00783	0.4551	0.46293	1.0098	0.45845
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL)	10545.1	78.00	12.460		240.07	0.00783	0.4587	0.46658	1.0098	0.46207
EEPSA	MALACAS TG-B (DIESEL)	14297.2	14.97	9.190		240.07	0.01392	0.6220	0.63590	1.0174	0.62501
EEPSA	MALACAS TG-A (DIESEL)	14534.4	14.85	9.040		240.07	0.01392	0.6323	0.64622	1.0174	0.63515
EEPSA	MALACAS TG-C (DIESEL)	14999.0	14.55	8.760		240.07	0.01392	0.6525	0.66643	1.0174	0.65502
SAN GABAN	SAN RAFAEL	16143.0	4.72	8.140		178.92	0.04689	0.5233	0.57024	0.8165	0.69836

ANEXO 5D : COSTOS VARIABLES POR SOLIDO EN SUSPENSION DE UNIDADES Y CENTRALES HIDRAULICAS (SEMANA 41/2003)		COSTO SOLIDOS			COSTO EQ.			
EMPRESA	CENTRAL				FACTORES PENALIZ.	STA. ROSA \$/ KWH		
EGBNOR	CH CAÑON DEL PATO (Solidos en suspension)	260.73		0.00000	0.0001	0.00007	1.0592	0.04683

Tipo de Caml
FAPEM
Canon agua
Costo de Fall.
Valor Agua

3.481
0.975
0.819
870.250
46.768

(*) Precio gas TERMOSELVA y
Precio gas MALACAS expresado en \$/ MMBTU
ESCENARIO 1
ACTUALIZACION DE COSTOS DE COMBUSTIBLE R500 PARA LA C.T. ILO 1

ANEXO 3.2 : COSTOS VARIABLES - EPOCA DE ESTIAJE

DEL 11 AL 17/10/2003

ANEXO 5D : COSTOS VARIABLES DE UNIDADES Y CENTRALES TERMICAS (SEMANA 41/2003)		HORAS DE MEDIA DEMANDA			COSTO EQ.					
EMPRESA	CENTRAL	FIG. TERM. BTU/KWH	Pe MW	EFIC. TERM KWH/GL	PRECIO S/. BARRIL	CVNC	CVC	CV	FACTORES STA. ROSA PENALIZ. S/. KWH	
ENERSUR	ILO1 TV2		23.22		99.59	0.00376	0.0000	0.00376	0.8149	0.00461
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-1 (GAS)	11348.1	78.16	0.086	3.26	0.01055	0.0370	0.04753	0.8886	0.05349
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-2 (GAS)	11462.8	78.46	0.085	3.26	0.01055	0.0374	0.04791	0.8886	0.05391
ENERSUR	ILO2 TV-CARB-1	8235.2	141.08	3.006	0.16	0.00348	0.0519	0.05536	0.8146	0.06796
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS)	12051.4	81.15	0.092	9.83	0.01090	0.1185	0.12939	0.9311	0.13895
ELECTROPER	TUMBES R6	7635.2	18.24	18.415	106.76	0.02437	0.1380	0.16241	0.9393	0.17290
EEPSA	MALACAS TG-C (GAS)	15552.0	15.10	0.069	9.83	0.01392	0.1529	0.16682	0.9385	0.17776
EEPSA	MALACAS TG-B (GAS)	15692.8	15.04	0.069	9.83	0.01392	0.1543	0.16821	0.9385	0.17923
EEPSA	MALACAS TG-A (GAS)	16021.8	15.05	0.067	9.83	0.01392	0.1575	0.17144	0.9385	0.18268
EGESUR	CALANA 4	7690.5	6.37	18.290	108.45	0.01711	0.1412	0.15828	0.8259	0.19165
CNP-ENERGIA	CNP MAN (R6-DS)	8964.1	1.59	15.700	111.95	0.02451	0.1698	0.19428	1.0059	0.19315
EGESUR	CALANA 1,2 Y 3	7836.1	18.97	17.950	108.45	0.01711	0.1439	0.16096	0.8259	0.19489
ELECTROPER	YARINACOCOA	7902.3	23.82	18.000	129.13	0.01155	0.1708	0.18235	0.9150	0.19929
CNP-ENERGIA	CNP SULZER 123-R6	9965.0	22.99	14.274	105.62	0.02451	0.1762	0.20068	1.0059	0.19951
ENERSUR	ILO1 TV1 (FIS)				99.59	0.00376	0.1595	0.16325	0.8179	0.19958
ENERSUR	ILO1 TV4		68.66		99.59	0.00376	0.1577	0.16144	0.8089	0.19959
SHOUGESA	SHOUGESA TV-3	10943.4	26.53	12.920	117.17	0.00696	0.2159	0.22289	1.1139	0.20009
ENERSUR	ILO1 TV3		53.23		99.59	0.00397	0.1658	0.16979	0.8118	0.20917
SHOUGESA	SHOUGESA CUMMINS D2	8475.5	1.24	15.570	137.57	0.02451	0.2104	0.23487	1.1139	0.21085
SHOUGESA	SHOUGESA TV-1	11617.8	19.52	12.170	117.17	0.00696	0.2292	0.23620	1.1139	0.21204
SHOUGESA	SHOUGESA TV-2	11811.9	19.51	11.970	117.17	0.00696	0.2331	0.24003	1.1139	0.21548
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O)	13066.4	97.35	0.084	9.83	0.07520	0.1285	0.20366	0.9311	0.21872
EGASA	MOLLENDO 1,2,3	7961.7	31.46	17.800	102.33	0.04815	0.1369	0.18503	0.8435	0.21937
EGASA	CHILINA (SULZ 1,2)	8711.7	10.28	16.140	109.05	0.02350	0.1609	0.18436	0.8356	0.22062
EGENOR	PIURA 1	8383.0	22.72	15.681	147.94	0.02475	0.2246	0.24938	0.9998	0.24944
EGENOR	CHICLAYO OESTE	9366.4	25.14	14.030	149.17	0.02451	0.2532	0.27766	1.0041	0.27651
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (SIN H2O)	9335.8	154.58	14.090	156.22	0.01392	0.2640	0.27790	0.9988	0.27824
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (SIN H2O)	9395.8	154.70	14.000	156.22	0.01392	0.2657	0.27960	0.9987	0.27995
EGENOR	SULLANA	9636.2	11.08	13.710	147.40	0.02541	0.2560	0.28139	1.0022	0.28076
EGENOR	PIURA 2	9888.9	5.13	13.293	147.94	0.02475	0.2650	0.28974	1.0275	0.28199
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (CON H2O)	9552.7	160.52	13.770	156.22	0.01392	0.2701	0.28403	0.9988	0.28439
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (CON H2O)	9587.5	164.14	13.720	156.22	0.01392	0.2711	0.28502	0.9987	0.28538
EGENOR	PAITA 1	10031.6	6.35	13.249	146.77	0.02625	0.2638	0.29000	0.9770	0.29682
EDEGEL	STA ROSA WEST TG-7 (CON H2O)	10632.0	121.96	12.400	149.28	0.01427	0.2866	0.30092	1.0000	0.30092
EGESUR	MOQUEGUA 1-2	9707.5	0.83	13.450	151.92	0.02135	0.2689	0.29028	0.9279	0.31282
EGENOR	PAITA 2	11103.4	2.68	11.970	146.77	0.02625	0.2919	0.31818	1.0102	0.31496
EGENOR	TRUPAL TV	17038.8	13.85	8.160	103.26	0.02785	0.3013	0.32913	1.0163	0.32386
EGASA	CHILINA TV3	15238.6	10.10	9.300	104.53	0.01469	0.2676	0.28229	0.8356	0.33782
EDEGEL	STA ROSA - UTI-6	11845.1	52.06	11.130	149.28	0.02461	0.3194	0.34396	1.0000	0.34396
EDEGEL	STA ROSA - UTI-5	11941.7	53.60	11.040	149.28	0.02461	0.3220	0.34656	1.0000	0.34656
EGASA	CHILINA TV2	15764.1	6.79	8.990	104.53	0.01577	0.2768	0.29260	0.8356	0.35015
EGENOR	CHIMBOTE TG	13389.3	67.45	9.720	148.54	0.00940	0.3639	0.37325	1.0565	0.35330
SAN GABAN	BELLAVISTA (ALCO, DEUTZ)	9575.9	2.13	13.759	155.96	0.02167	0.2699	0.29156	0.8251	0.35336
ENERSUR	ILO1 CATKATO	8764.8	3.25	15.010	153.86	0.04651	0.2441	0.29056	0.8221	0.35342
SAN GABAN	TINTAYA	8966.8	17.17	14.660	155.01	0.03225	0.2518	0.28401	0.7943	0.35754
EGENOR	TRUJILLO TG	13727.9	21.72	9.640	147.48	0.00940	0.3643	0.37367	1.0388	0.35972
EGENOR	PIURA TG	13330.6	21.11	9.861	147.94	0.00940	0.3572	0.36661	1.0053	0.36470
SAN GABAN	BELLAVISTA (MAN1, MAN2)	9239.5	3.56	14.260	155.96	0.04005	0.2604	0.30046	0.8214	0.36581
SANGABAN	TAPARACHI	9632.6	5.34	13.678	155.63	0.03530	0.2709	0.30621	0.8226	0.37226
EGASA	CICLO COMBINADO	10909.1	18.70	11.920	149.72	0.01243	0.2991	0.31149	0.8356	0.37275
ENERSUR	ILO1 TG2	10294.2	35.36	12.780	153.86	0.02224	0.2866	0.30888	0.8164	0.37834
EGASA	MOLLENDO TG2	11538.3	35.80	11.270	146.85	0.00891	0.3102	0.31916	0.8435	0.37839
EGASA	MOLLENDO TG1	11930.0	35.22	10.900	146.85	0.00891	0.3208	0.32969	0.8435	0.39087
ENERSUR	ILO1 TG1	11905.9	35.22	11.050	153.86	0.00895	0.3315	0.34046	0.8165	0.41698
EGEMSA	DOLORES(GM 1,2,3; ALC 1,2)	9924.7	8.85	13.230	160.54	0.01577	0.2889	0.30470	0.7116	0.42819
EGEMSA	DOLORES (SZ 1,2)	9924.7	2.91	13.230	160.54	0.01997	0.2889	0.30889	0.7191	0.42953
EEPSA	VERDUN V9	9902.1	1.00	13.290	241.76	0.02565	0.4331	0.45877	0.9385	0.48885
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL CON H2O)	10461.1	93.01	12.560	240.07	0.00783	0.4551	0.46293	0.9311	0.49716
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL)	10545.1	78.00	12.460	240.07	0.00783	0.4587	0.46658	0.9311	0.50108
EEPSA	MALACAS TG-B (DIESEL)	14297.2	14.97	9.190	240.07	0.01392	0.6220	0.63590	0.9385	0.67758
EEPSA	MALACAS TG-A (DIESEL)	14534.4	14.85	9.040	240.07	0.01392	0.6323	0.64622	0.9385	0.68858
EEPSA	MALACAS TG-C (DIESEL)	14999.0	14.55	8.760	240.07	0.01392	0.6525	0.66643	0.9385	0.71012
SAN GABAN	SAN RAFAEL	16143.0	4.72	8.140	178.92	0.04689	0.5233	0.57024	0.7842	0.72714

ANEXO 5D : COSTOS VARIABLES POR SOLIDO EN SUSPENSION DE UNIDADES Y CENTRALES HIDRAULICAS (SEMANA 41/2003)		COSTO SOLIDOS			COSTO EQ.		
EMPRESA	CENTRAL				FACTORES STA. ROSA PENALIZ. S/. KWH		
EGENOR	CH CAÑON DEL PATO (Solidos en suspensión)	260.73	0.00000	0.0001	0.00007	0.9626	0.04684

Tipo de Caml 3.481 (*) Precio gas TERMOSELVA y
 FAPEM 0.975 Precio gas MALACAS expresado en S/. / MMBTU
 Canon agua 0.819 ESCENARIO 1
 Costo de Fall 870.250 ACTUALIZACION DE COSTOS DE COMBUSTIBLE R500 PARA LA C.T. ILO 1
 Valor Agua (€) 46.768

ANEXO 3.2 : COSTOS VARIABLES - EPOCA DE ESTIAJE

DEL 11 AL 17/10/2003

ANEXO 5D : COSTOS VARIABLES DE UNIDADES Y CENTRALES TERMICAS (SEMANA 41/2003)										
EMPRESA	CENTRAL	FIC. TERM. BTU/KWH	Pe MW	EFIC. TERM KWH/GL	PRECIO \$/ BARRIL	HORAS DE MAXIMA DEMANDA			COSTO EQ. STA. ROSA PENALIZ. \$/ KWH	
						CVNC	CVC	CV		
ENERSUR	ILO1 TV2		23.22		99.59	0.00376	0.0000	0.00376	0.7501	0.00501
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-1 (GAS)	11348.1	78.16	0.086	3.26	0.01055	0.0370	0.04753	0.8695	0.05467
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG-2 (GAS)	11462.8	78.46	0.085	3.26	0.01055	0.0374	0.04791	0.8695	0.05510
ENERSUR	ILO2 TV-CARB-1	8235.2	141.08	3.006	0.16	0.00348	0.0519	0.05536	0.7542	0.07340
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS)	12051.4	81.15	0.092	9.83	0.01090	0.1185	0.12939	0.8621	0.15009
ELECTROPER	TUMBES R6	7635.2	18.24	18.415	106.76	0.02437	0.1380	0.16241	0.8704	0.18658
EEPSA	MALACAS TG-C (GAS)	15552.0	15.10	0.069	9.83	0.01392	0.1529	0.16682	0.8691	0.19194
EEPSA	MALACAS TG-B (GAS)	15692.8	15.04	0.069	9.83	0.01392	0.1543	0.16821	0.8691	0.19353
EEPSA	MALACAS TG-A (GAS)	16021.8	15.05	0.067	9.83	0.01392	0.1575	0.17144	0.8691	0.19725
SHOUGESA	SHOUGESA TV-3	10943.4	26.53	12.920	117.17	0.00696	0.2159	0.22289	1.1065	0.20143
CNP-ENERGIA	CNP MAN (R6-DS)	8964.1	1.59	15.700	111.95	0.02451	0.1698	0.19428	0.9476	0.20502
EGESUR	CALANA 4	7690.5	6.37	18.290	108.45	0.01711	0.1412	0.15828	0.7628	0.20750
ELECTROPER	YARINACOCOA	7902.3	23.82	18.000	129.13	0.01155	0.1708	0.18235	0.8742	0.20859
EGESUR	CALANA 1,2 Y 3	7836.1	18.97	17.950	108.45	0.01711	0.1439	0.16096	0.7628	0.21101
CNP-ENERGIA	CNP SULZER 123-R6	9965.0	22.99	14.274	105.62	0.02451	0.1762	0.20068	0.9476	0.21177
SHOUGESA	SHOUGESA CUMMINS D2	8475.5	1.24	15.570	137.57	0.02451	0.2104	0.23487	1.1065	0.21226
SHOUGESA	SHOUGESA TV-1	11617.8	19.52	12.170	117.17	0.00696	0.2292	0.23620	1.1065	0.21346
ENERSUR	ILO1 TV1 (F/S)				99.59	0.00376	0.1595	0.16325	0.7530	0.21678
SHOUGESA	SHOUGESA TV-2	11811.9	19.51	11.970	117.17	0.00696	0.2331	0.24003	1.1065	0.21692
ENERSUR	ILO1 TV4		68.66		99.59	0.00376	0.1577	0.16144	0.7432	0.21724
ENERSUR	ILO1 TV3		53.23		99.59	0.00397	0.1658	0.16979	0.7454	0.22778
EGASA	MOLLENDO 1,2,3	7961.7	31.46	17.800	102.33	0.04815	0.1369	0.18503	0.7916	0.23375
EGASA	CHILINA (SULZ 1,2)	8711.7	10.28	16.140	109.05	0.02350	0.1609	0.18436	0.7813	0.23597
EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O)	13066.4	97.35	0.084	9.83	0.07520	0.1285	0.20366	0.8621	0.23625
EGENOR	PIURA 1	8383.0	22.72	15.681	147.94	0.02475	0.2246	0.24938	0.9210	0.27077
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (SIN H2O)	9335.8	154.58	14.090	156.22	0.01392	0.2640	0.27790	0.9979	0.27650
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (SIN H2O)	9395.8	154.70	14.000	156.22	0.01392	0.2657	0.27960	0.9983	0.28008
ETEVENSA	VENTANILLA TG-4 (CON H2O)	9552.7	160.52	13.770	156.22	0.01392	0.2701	0.28403	0.9979	0.28465
ETEVENSA	VENTANILLA TG-3 (CON H2O)	9587.5	164.14	13.720	156.22	0.01392	0.2711	0.28502	0.9983	0.28551
EGENOR	CHICLAYO OESTE	9366.4	25.14	14.030	149.17	0.02451	0.2532	0.27766	0.9290	0.29887
EDEGEL	STA ROSA WEST TG-7 (CON H2O)	10632.0	121.96	12.400	149.28	0.01427	0.2866	0.30092	1.0000	0.30092
EGENOR	PIURA 2	9888.9	5.13	13.293	147.94	0.02475	0.2650	0.28974	0.9464	0.30616
EGESUR	MOQUEGUA 1-2	9707.5	0.83	13.450	151.92	0.02135	0.2689	0.29028	0.9461	0.30683
EGENOR	SULLANA	9636.2	11.08	13.710	147.40	0.02541	0.2560	0.28139	0.9054	0.31080
EGENOR	PAITA 1	10031.6	6.35	13.249	146.77	0.02625	0.2638	0.29000	0.8911	0.32545
EGENOR	PAITA 2	11103.4	2.68	11.970	146.77	0.02625	0.2919	0.31818	0.9347	0.34043
EGENOR	TRUPAL TV	17038.8	13.85	8.160	103.26	0.02785	0.3013	0.32913	0.9569	0.34396
EDEGEL	STA ROSA - UTI-6	11845.1	52.06	11.130	149.28	0.02461	0.3194	0.34396	1.0000	0.34396
EDEGEL	STA ROSA - UTI-5	11941.7	53.60	11.040	149.28	0.02461	0.3220	0.34656	1.0000	0.34656
EGASA	CHILINA TV3	15238.6	10.10	9.300	104.53	0.01469	0.2676	0.28229	0.7813	0.36132
EGASA	CHILINA TV2	15764.1	6.79	8.990	104.53	0.01577	0.2768	0.29260	0.7813	0.37451
EGENOR	TRUJILLO TG	13727.9	21.72	9.640	147.48	0.00940	0.3643	0.37367	0.9817	0.38062
SAN GABAN	BELLAVISTA (ALCO, DEUTZ)	9575.9	2.13	13.759	155.96	0.02167	0.2699	0.29156	0.7656	0.38084
ENERSUR	ILO1 CATKATO	8764.8	3.25	15.010	153.86	0.04651	0.2441	0.29056	0.7580	0.38332
EGENOR	CHIMBOTE TG	13389.3	67.45	9.720	148.54	0.00940	0.3639	0.37325	0.9720	0.38402
SAN GABAN	TINTAYA	8966.8	17.17	14.660	155.01	0.03225	0.2518	0.28401	0.7385	0.38458
SAN GABAN	BELLAVISTA (MAN1, MAN2)	9239.5	3.56	14.260	155.96	0.04005	0.2604	0.30046	0.7658	0.39235
EGENOR	PIURA TG	13330.6	21.11	9.861	147.94	0.00940	0.3572	0.36661	0.9261	0.39588
EGASA	CICLO COMBINADO	10909.1	18.70	11.920	149.72	0.01243	0.2991	0.31149	0.7813	0.39868
SAN GABAN	TAPARACHI	9632.6	5.34	13.678	155.63	0.03530	0.2709	0.30621	0.7675	0.39898
EGASA	MOLLENDO TG2	11538.3	35.80	11.270	146.85	0.00891	0.3102	0.31916	0.7916	0.40319
ENERSUR	ILO1 TG2	10294.2	35.36	12.780	153.86	0.02224	0.2866	0.30888	0.7527	0.41035
EGASA	MOLLENDO TG1	11930.0	35.22	10.900	146.85	0.00891	0.3208	0.32969	0.7916	0.41649
EGEMSA	DOLORES(GM 1,2,3; ALC 1,2)	9924.7	8.85	13.230	160.54	0.01577	0.2889	0.30470	0.6820	0.44677
EGEMSA	DOLORES (SZ 1,2)	9924.7	2.91	13.230	160.54	0.01997	0.2889	0.30889	0.6864	0.45002
ENERSUR	ILO1 TG1	11905.9	35.22	11.050	153.86	0.00895	0.3315	0.34046	0.7528	0.45226
EEPSA	VERDUN V9	9902.1	1.00	13.290	241.76	0.02565	0.4331	0.45877	0.8691	0.52785
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL CON H2O)	10461.1	93.01	12.560	240.07	0.00783	0.4551	0.46293	0.8621	0.53700
EEPSA	MALACAS TGN-4 (DIESEL)	10545.1	78.00	12.460	240.07	0.00783	0.4587	0.46658	0.8621	0.54123
EEPSA	MALACAS TG-B (DIESEL)	14297.2	14.97	9.190	240.07	0.01392	0.6220	0.63590	0.8691	0.73165
EEPSA	MALACAS TG-A (DIESEL)	14534.4	14.85	9.040	240.07	0.01392	0.6323	0.64622	0.8691	0.74352
EEPSA	MALACAS TG-C (DIESEL)	14999.0	14.55	8.760	240.07	0.01392	0.6525	0.66643	0.8691	0.76678
SAN GABAN	SAN RAFAEL	16143.0	4.72	8.140	178.92	0.04689	0.5233	0.57024	0.7062	0.80752

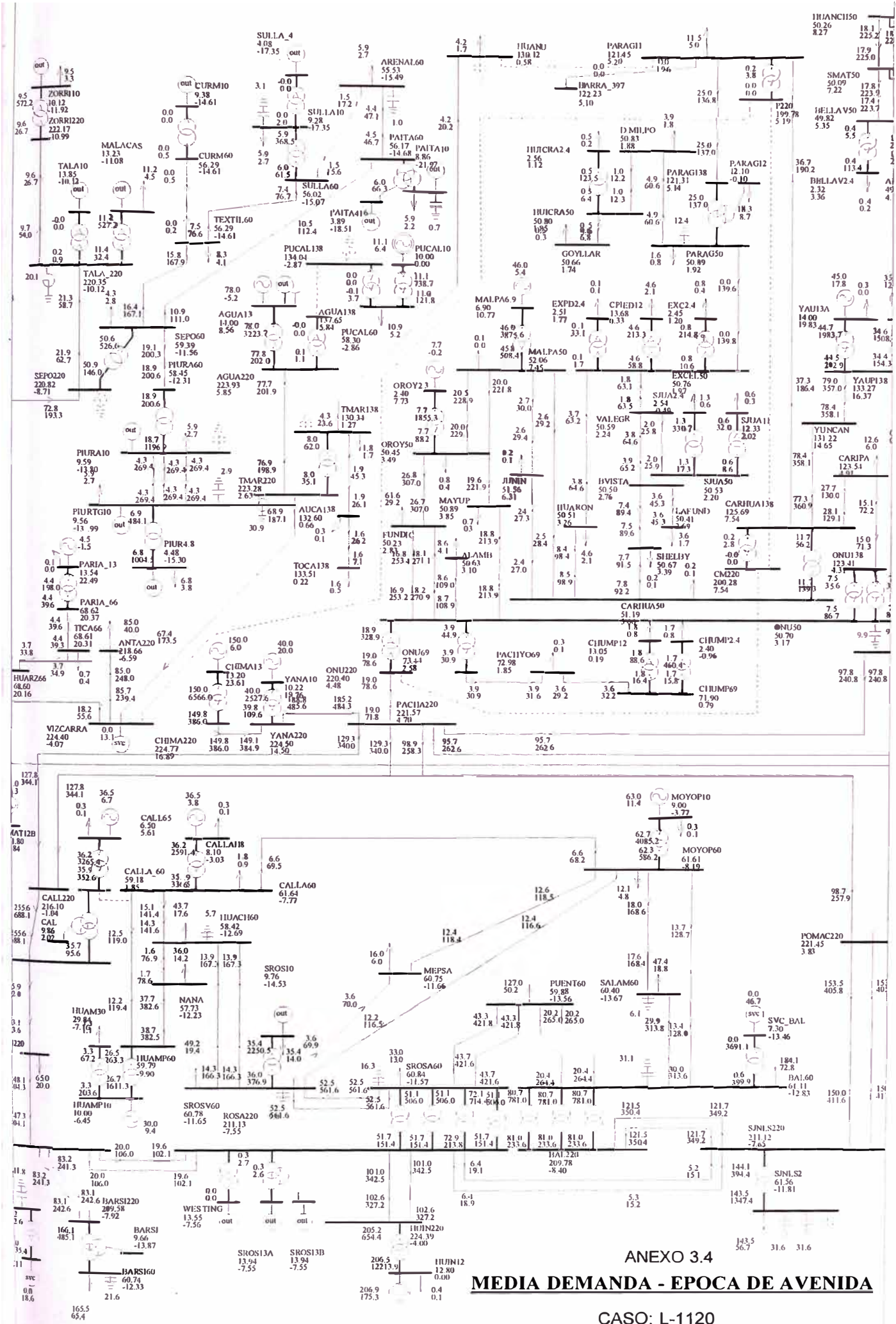
ANEXO 5D : COSTOS VARIABLES POR SOLIDO EN SUSPENSION DE UNIDADES Y CENTRALES HIDRAULICAS (SEMANA 41/2003)										
EMPRESA	CENTRAL	COSTO SOLIDOS	FACTORES	STA. ROSA	COSTO EQ.					
					PENALIZ.	\$/ KWH				
EGENOR	CH CAÑON DEL PATO (Solidos en suspensión)	260.73	0.00000	0.0001	0.00007	0.9019	0.04684			

Tipo de Caml 3.481 (*) Precio gas TERMOSELVA y
 FAPEM 0.875 Precio gas MALACAS expresado en \$/ MMBTU
 Canon agua 0.819 ESCENARIO 1
 Costo de Fall 870.250 ACTUALIZACION DE COSTOS DE COMBUSTIBLE R500 PARA LA C.T. ILO 1
 Valor Agua (\$) 46.768

ANEXO 3.3
FLUJOS DE POTENCIA PARA MINIMA, MEDIA Y MAXIMA
DEMANDA EN EPOCAS DE AVENIDA Y ESTIAJE

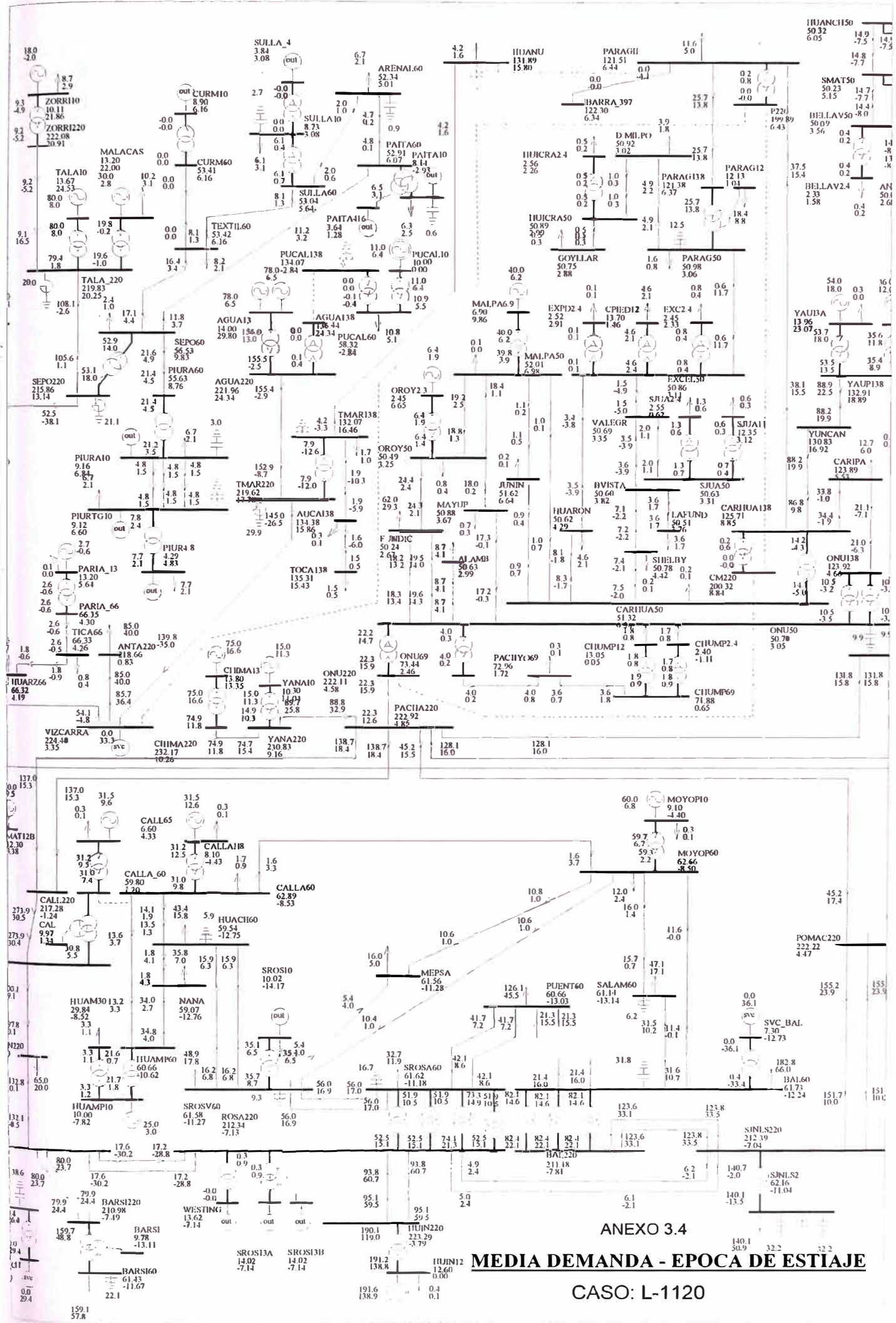
ANEXO 3.4

**FLUJOS DE POTENCIA DE ENERGIZACION Y SINCRONIZACION
DE LAS LINEAS (EFECTO FERRANTI) EN MEDIA DEMANDA
PARA EPOCA DE AVENIDA Y ESTIAJE**



ANEXO 3.4
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

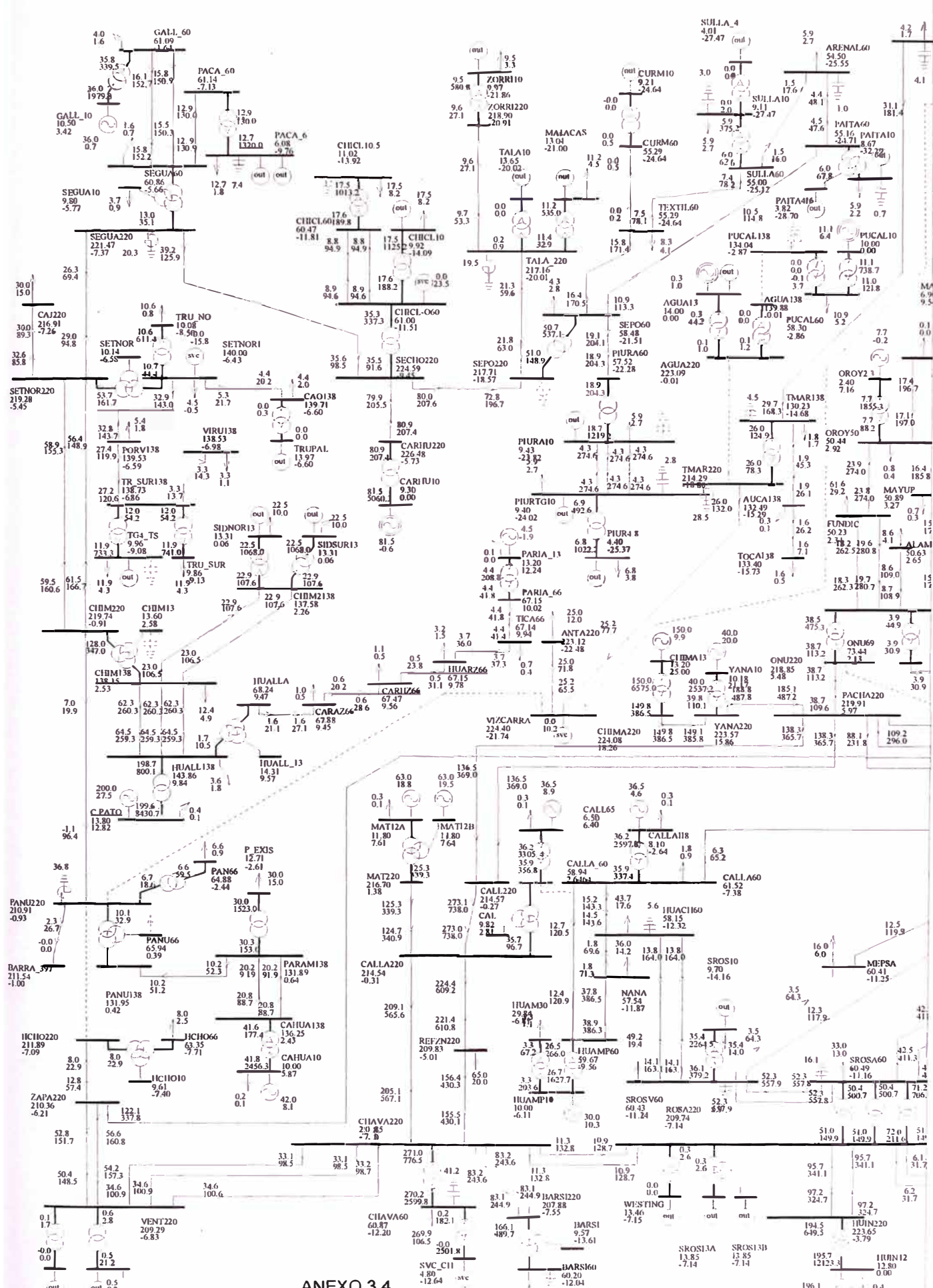
CASO: L-1120



ANEXO 3.4

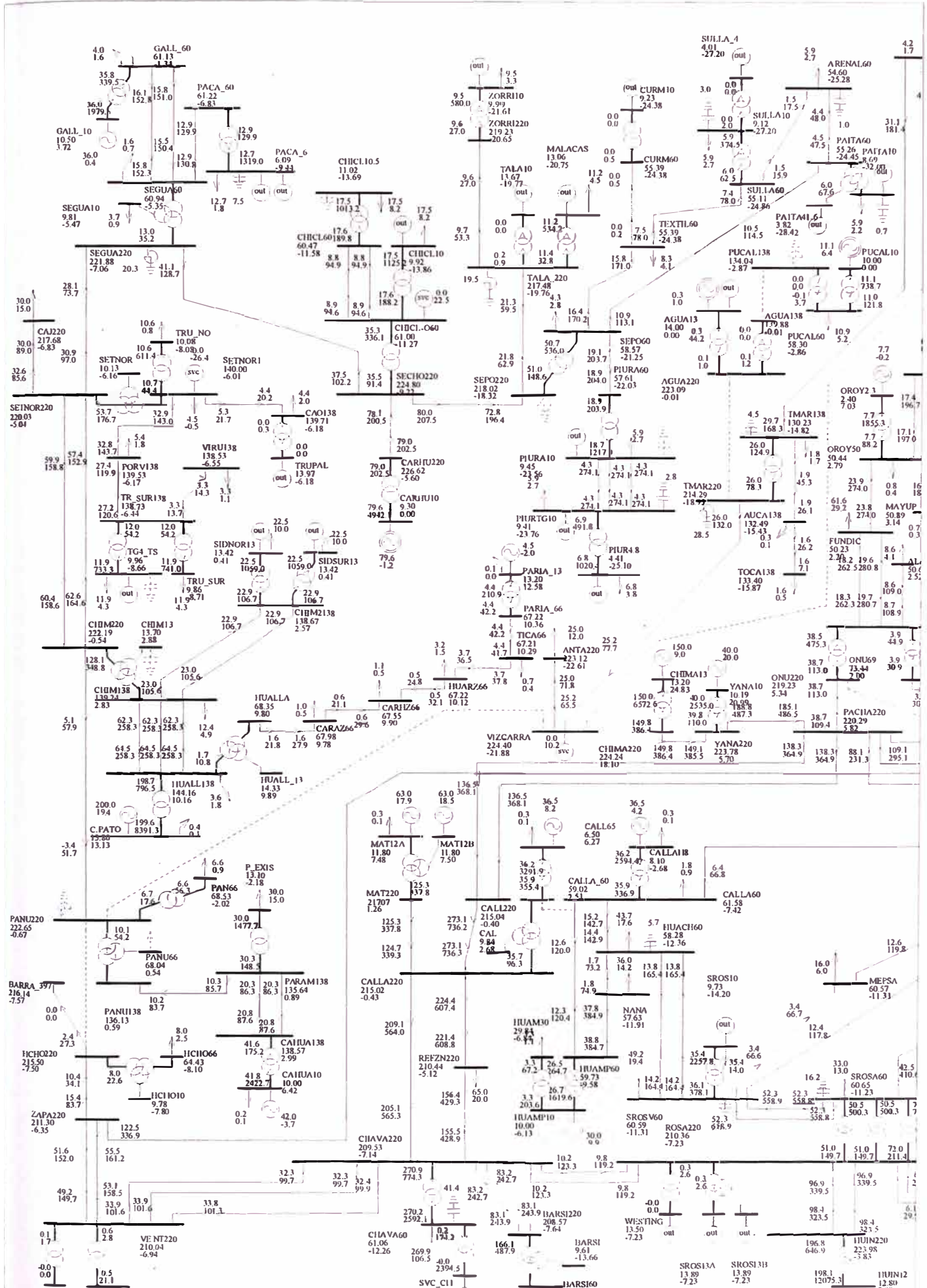
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

CASO: L-1120



MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

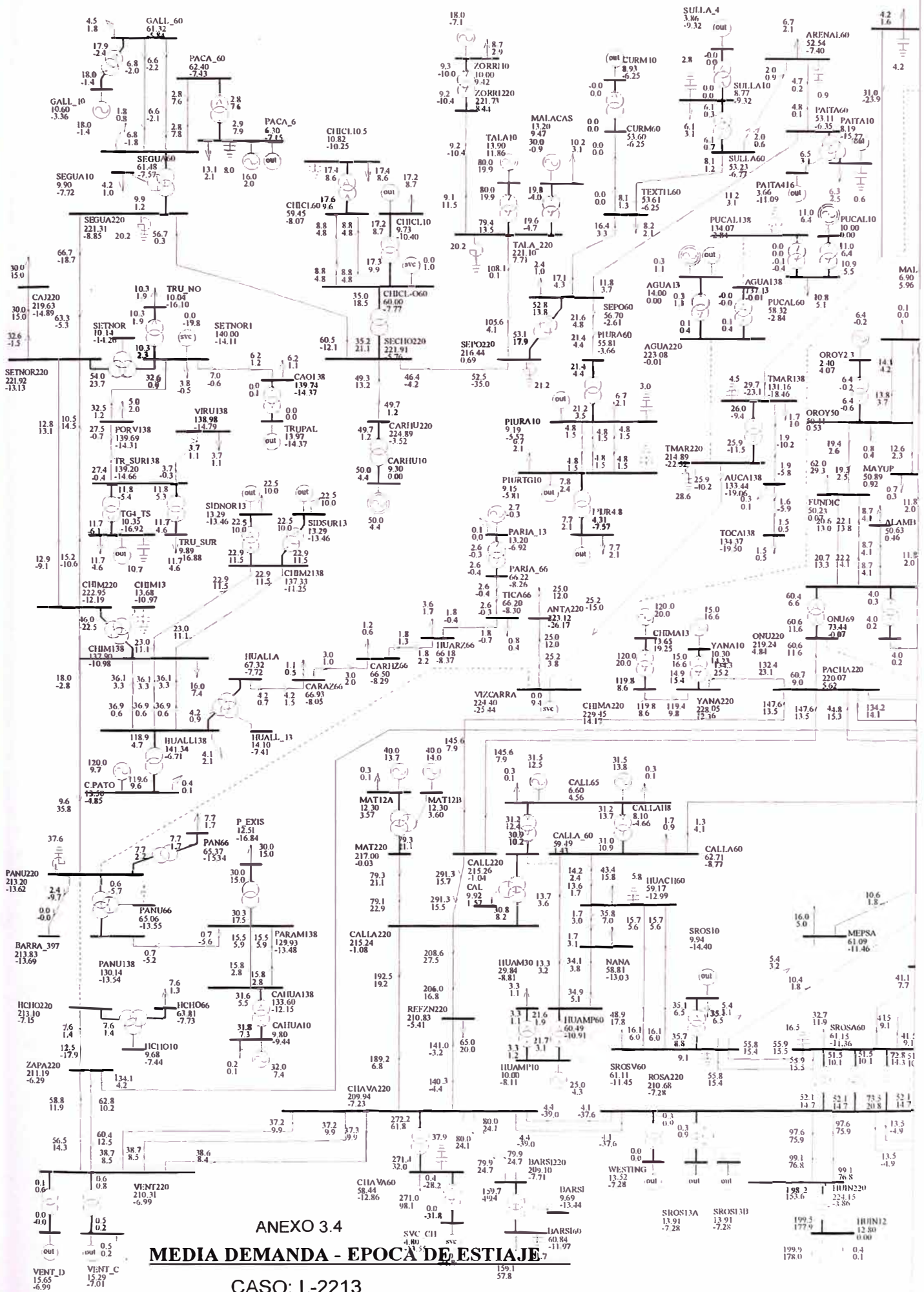
CASO: L-2213



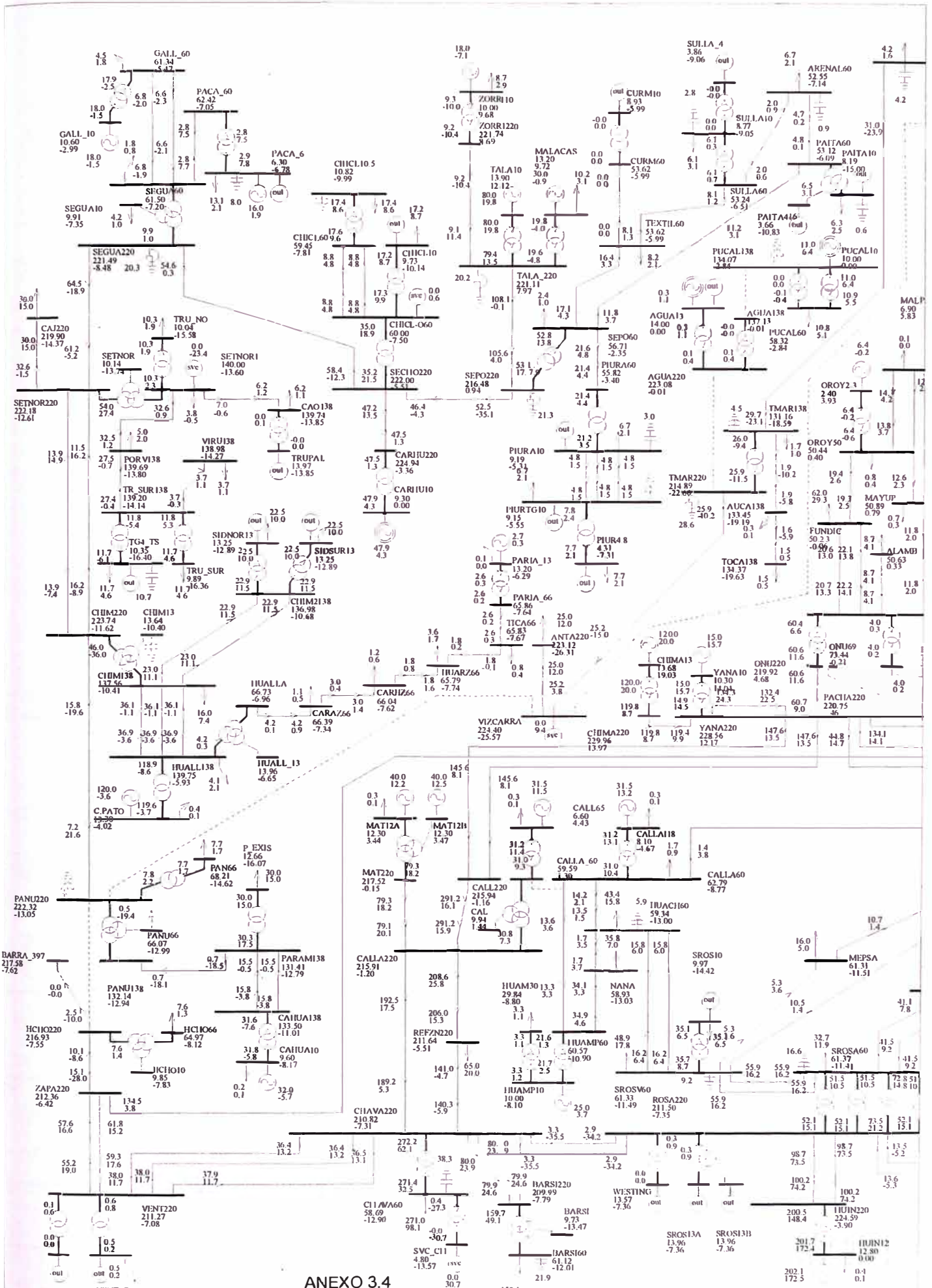
ANEXO 3.4

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

CASO: L-2213



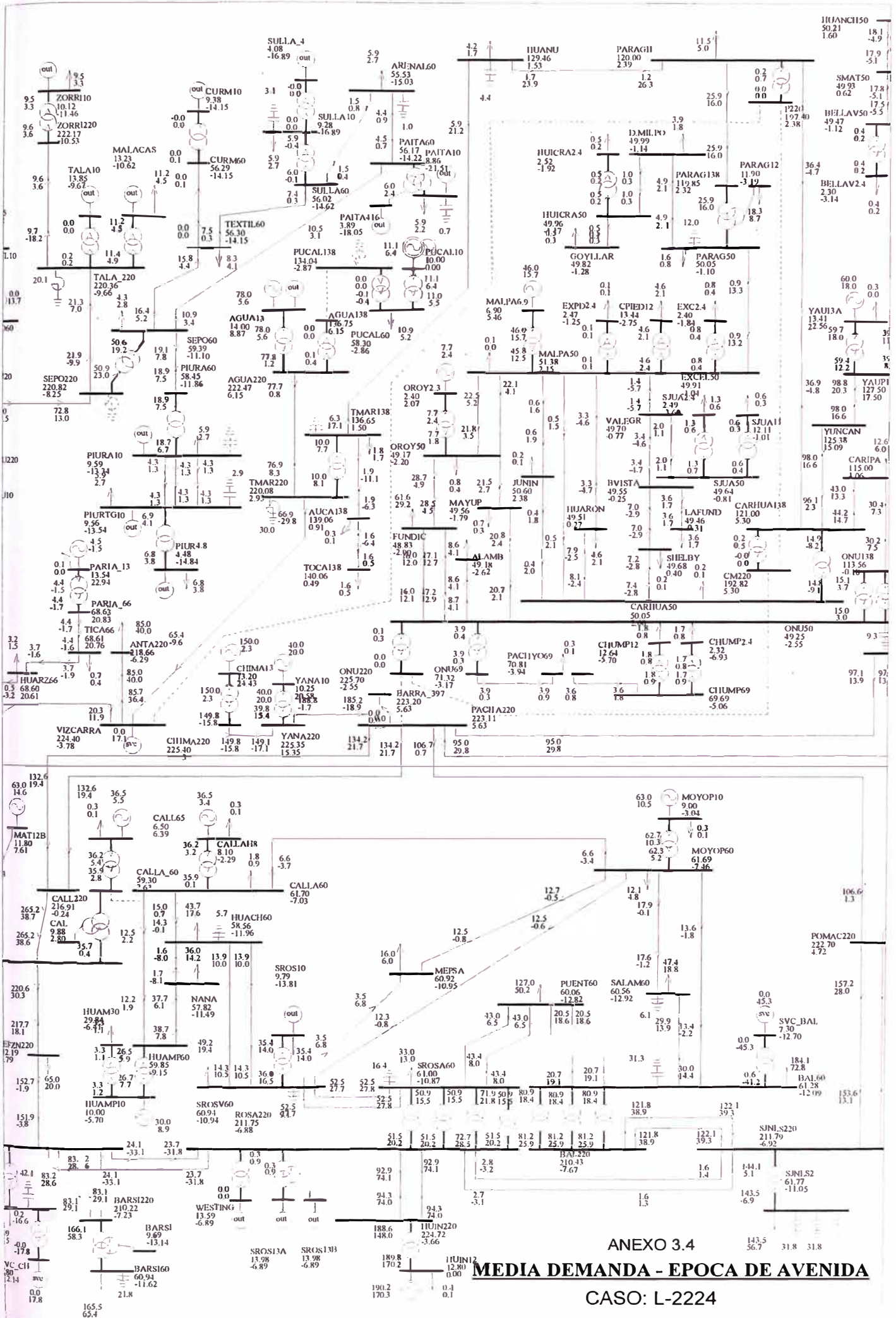
ANEXO 3.4
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE
CASO: L-2213



ANEXO 3.4

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

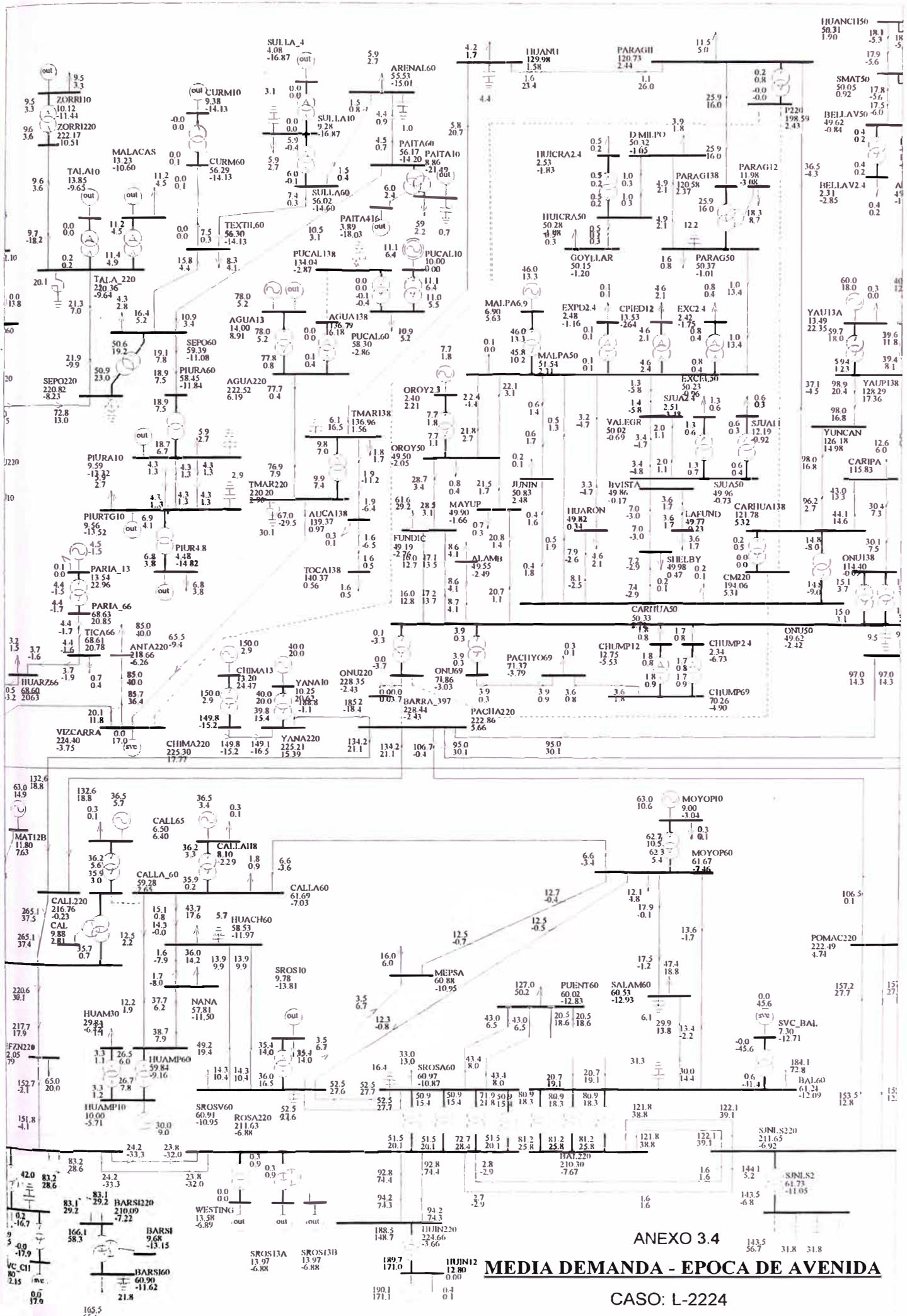
CASO: L-2213



ANEXO 3.4

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

CASO: L-2224



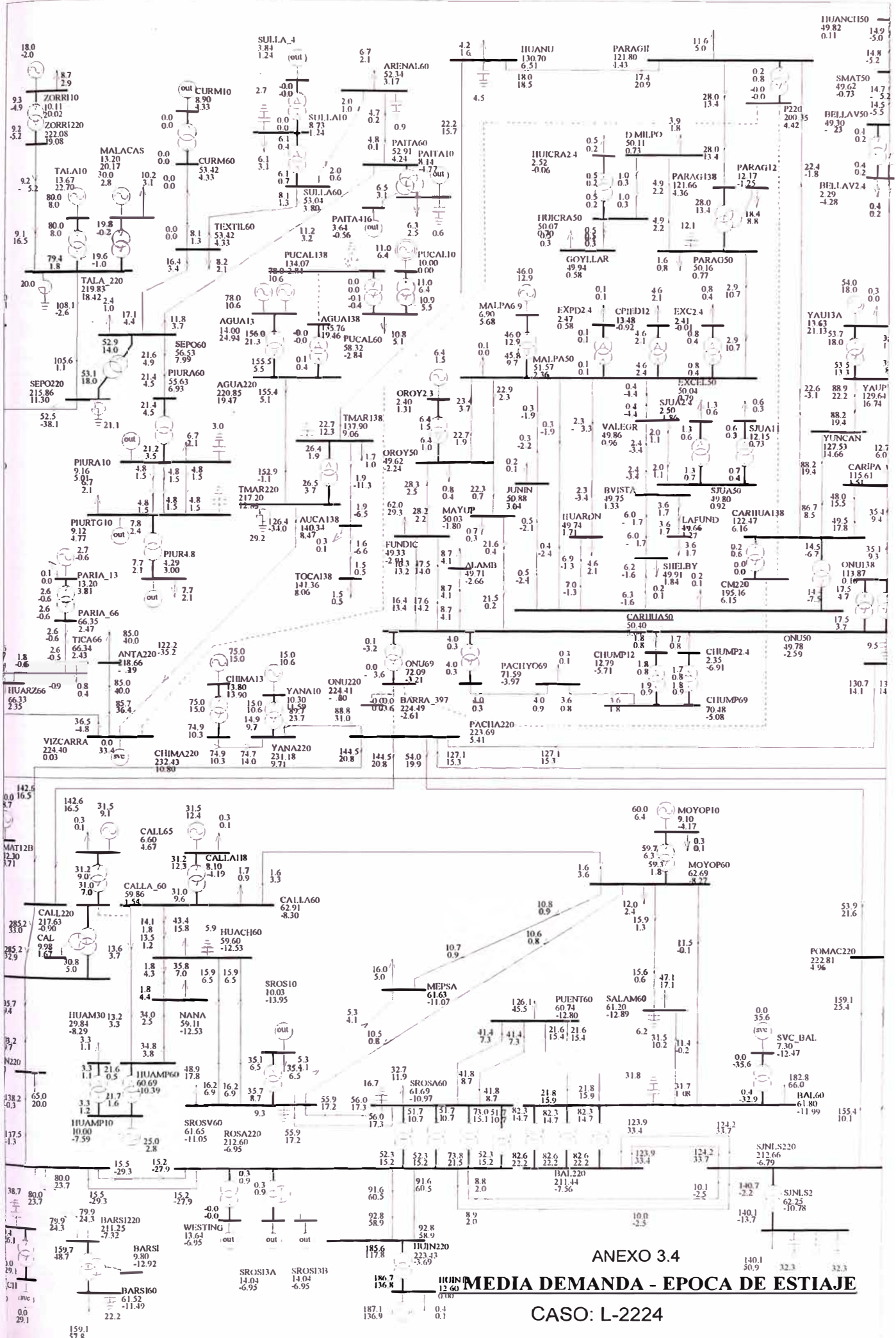
ANEXO 3.4

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

CASO: L-2224

143.5
56.7 31.8 31.8

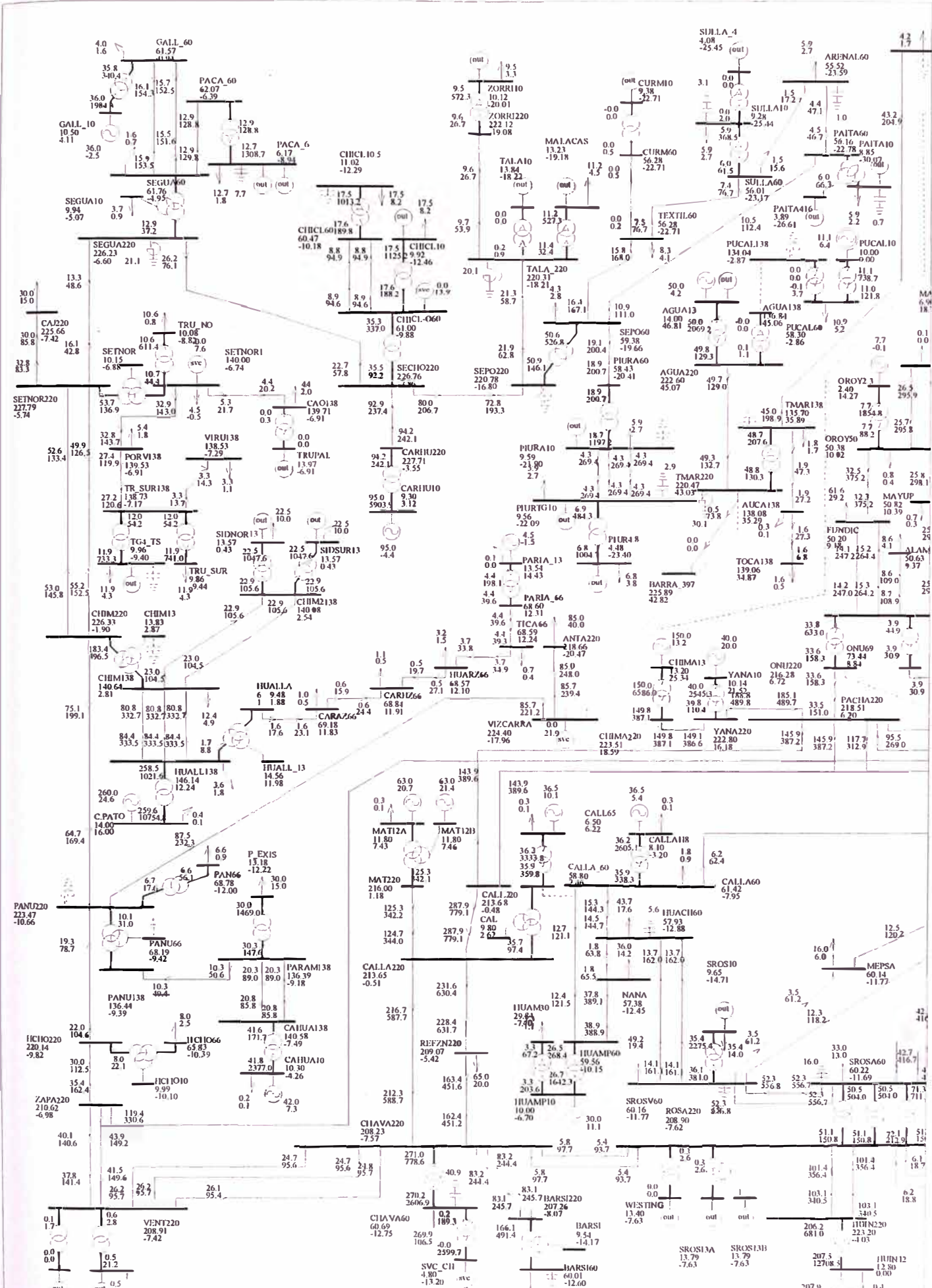
165.5
63.4



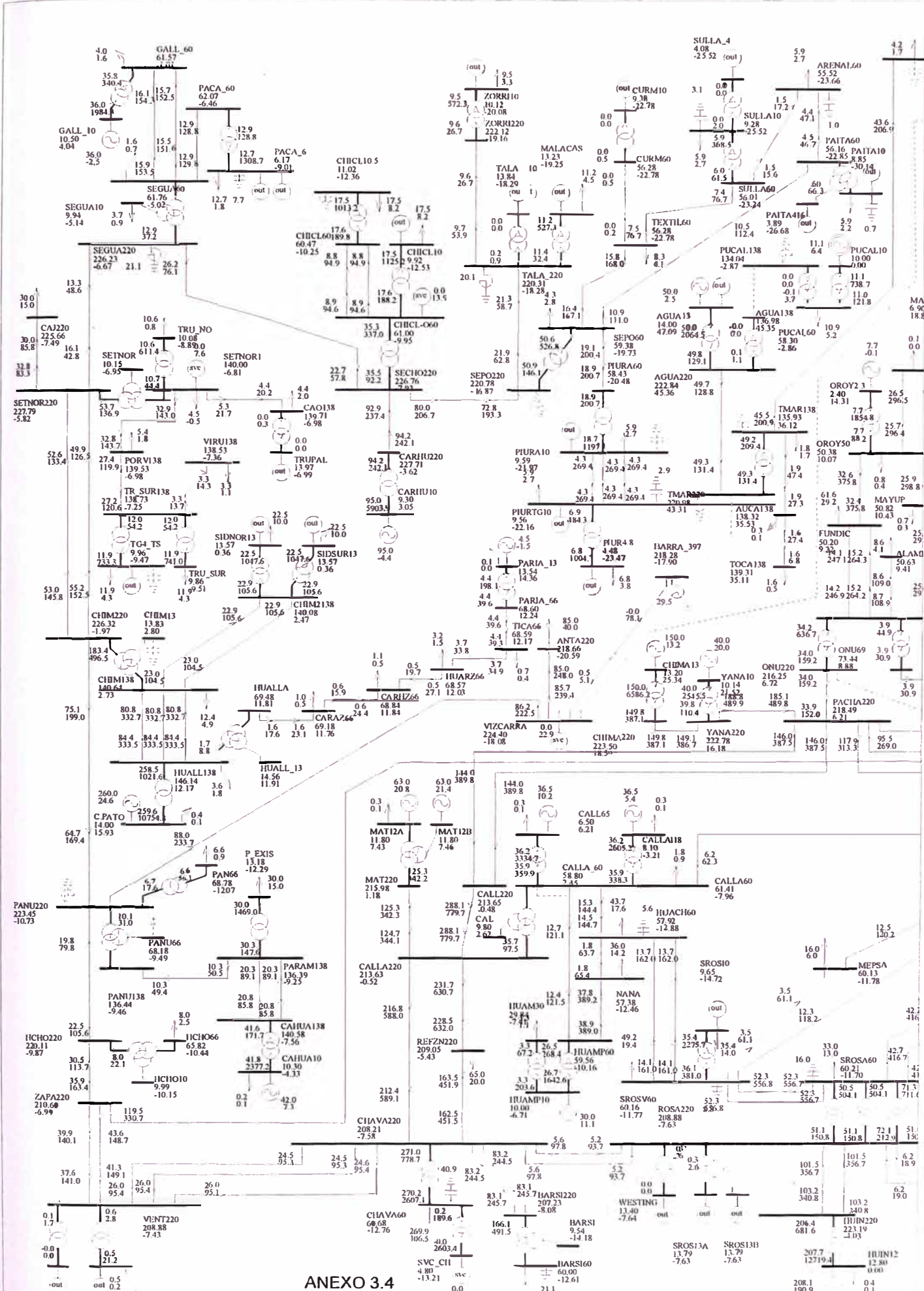
ANEXO 3.4

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

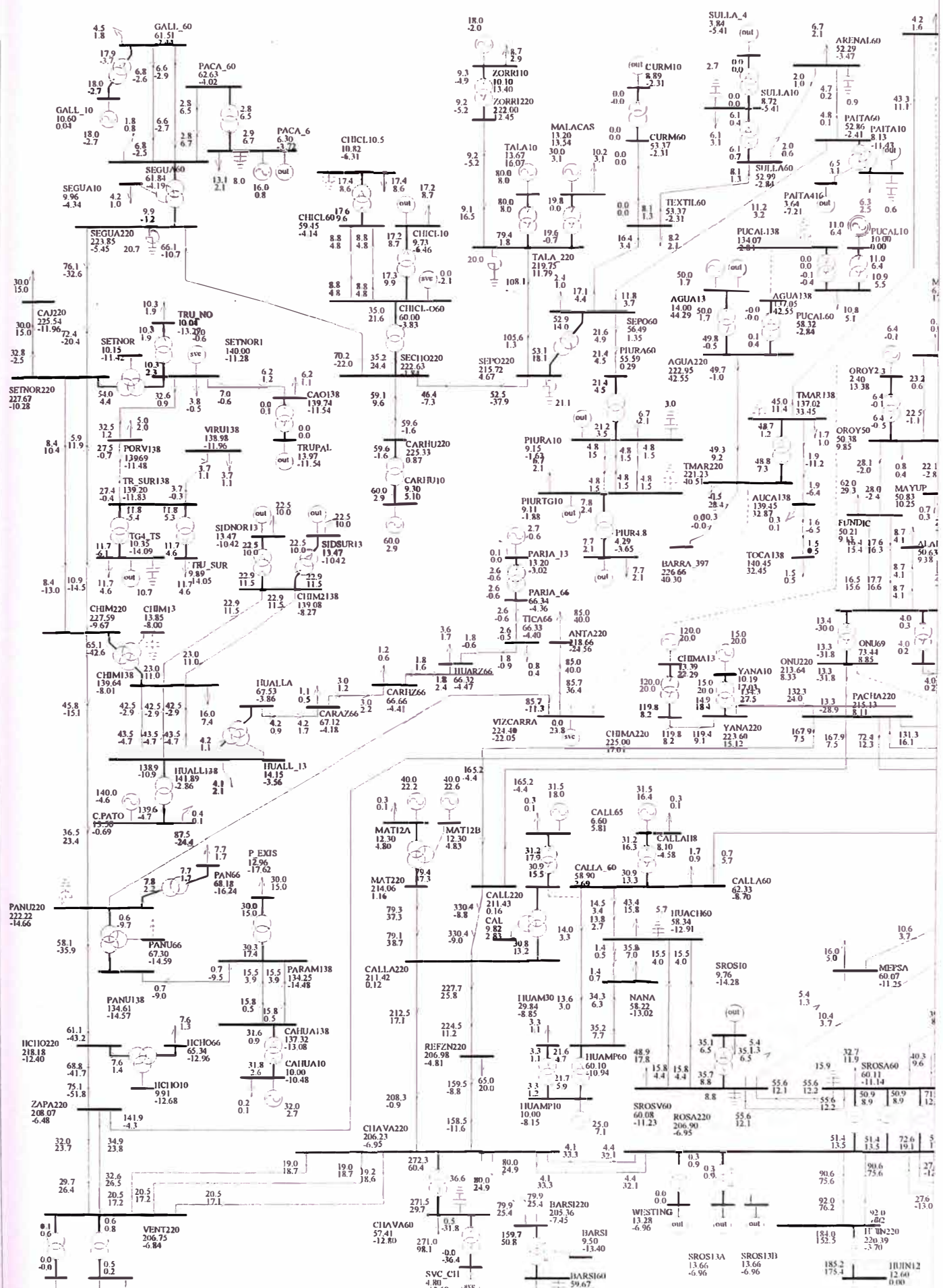
CASO: L-2224



ANEXO 3.4
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA
CASO: L-2252

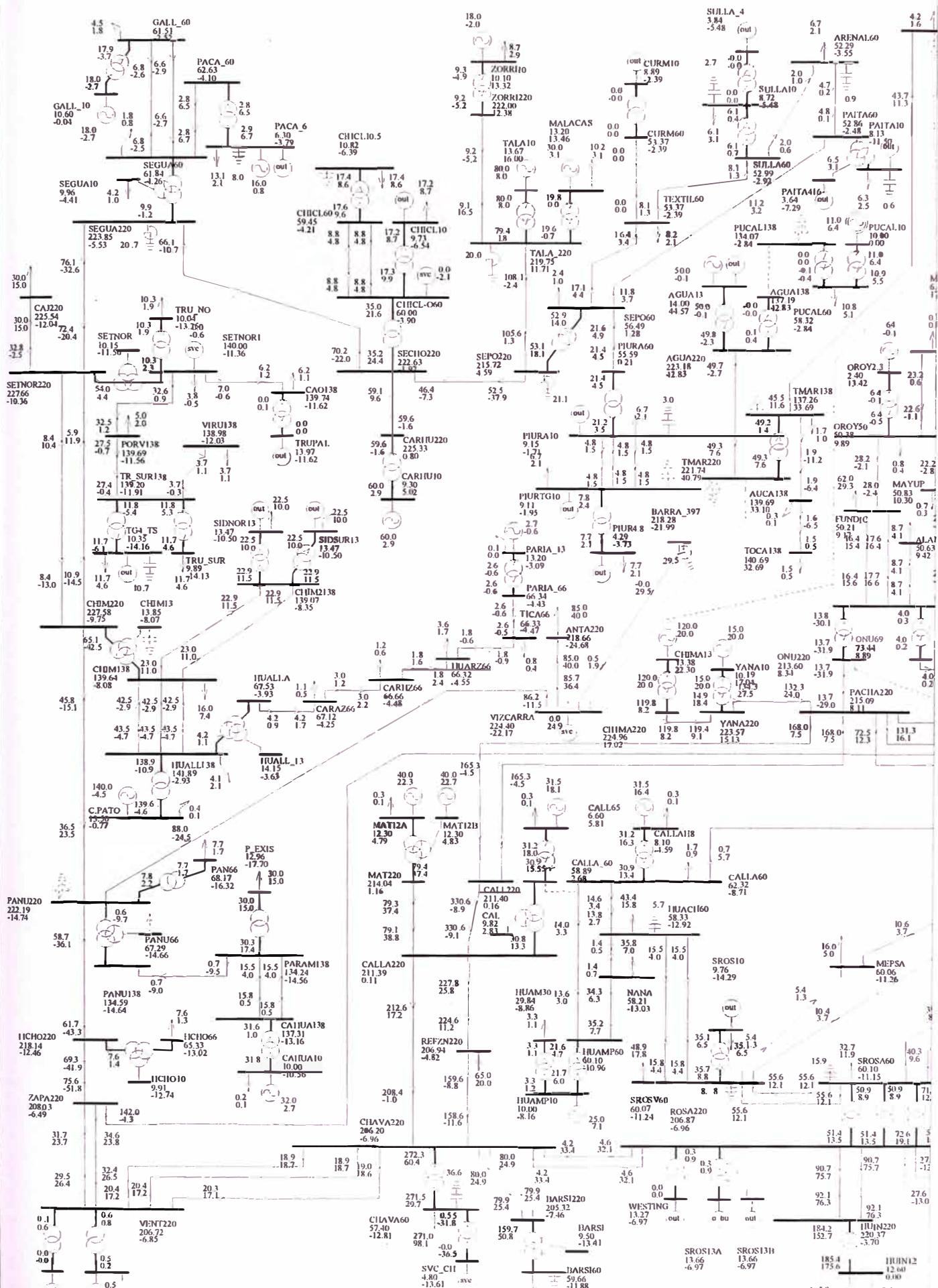


ANEXO 3.4
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA
CASO: L-2252



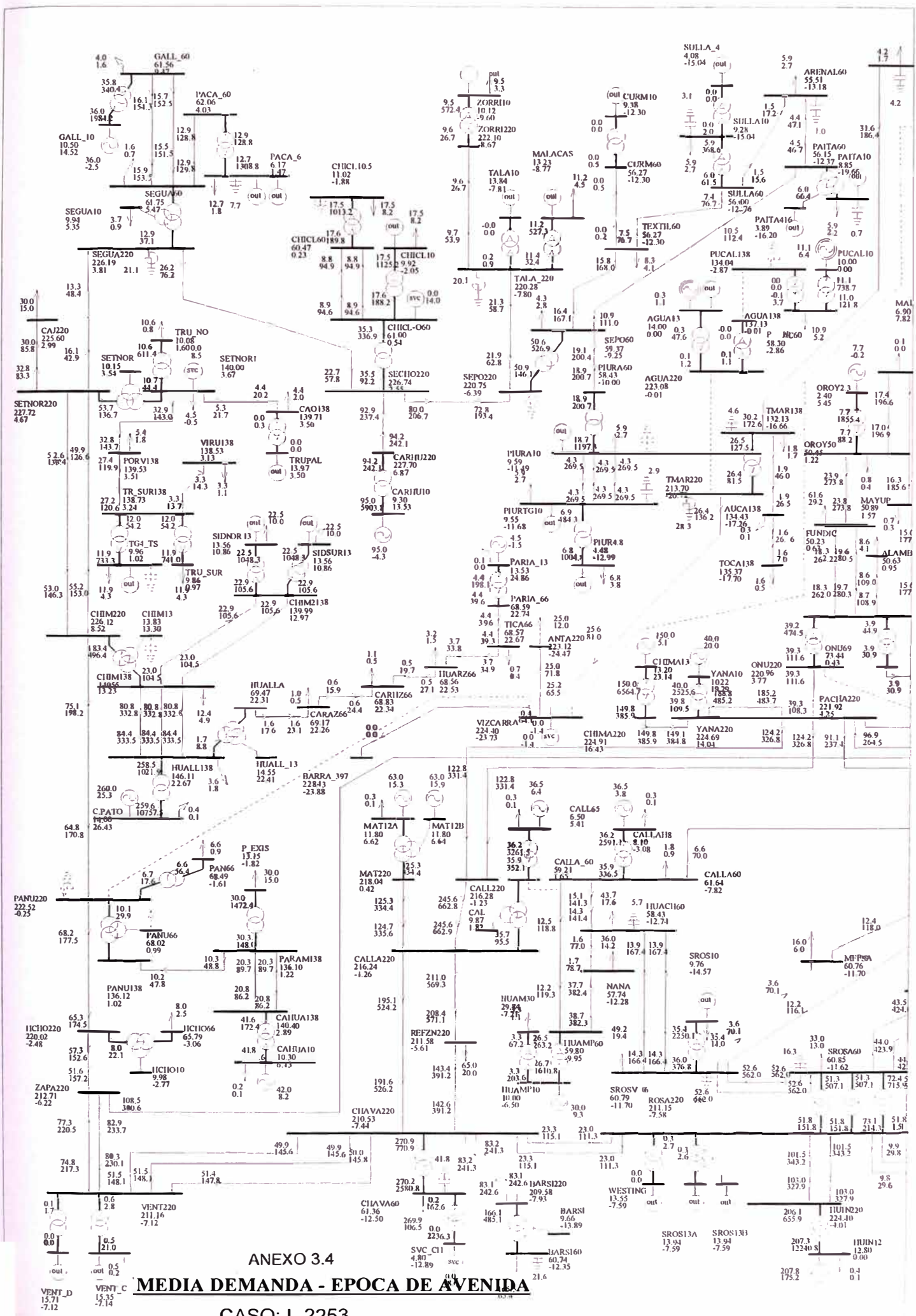
ANEXO 3.4
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

CASO: L-2252



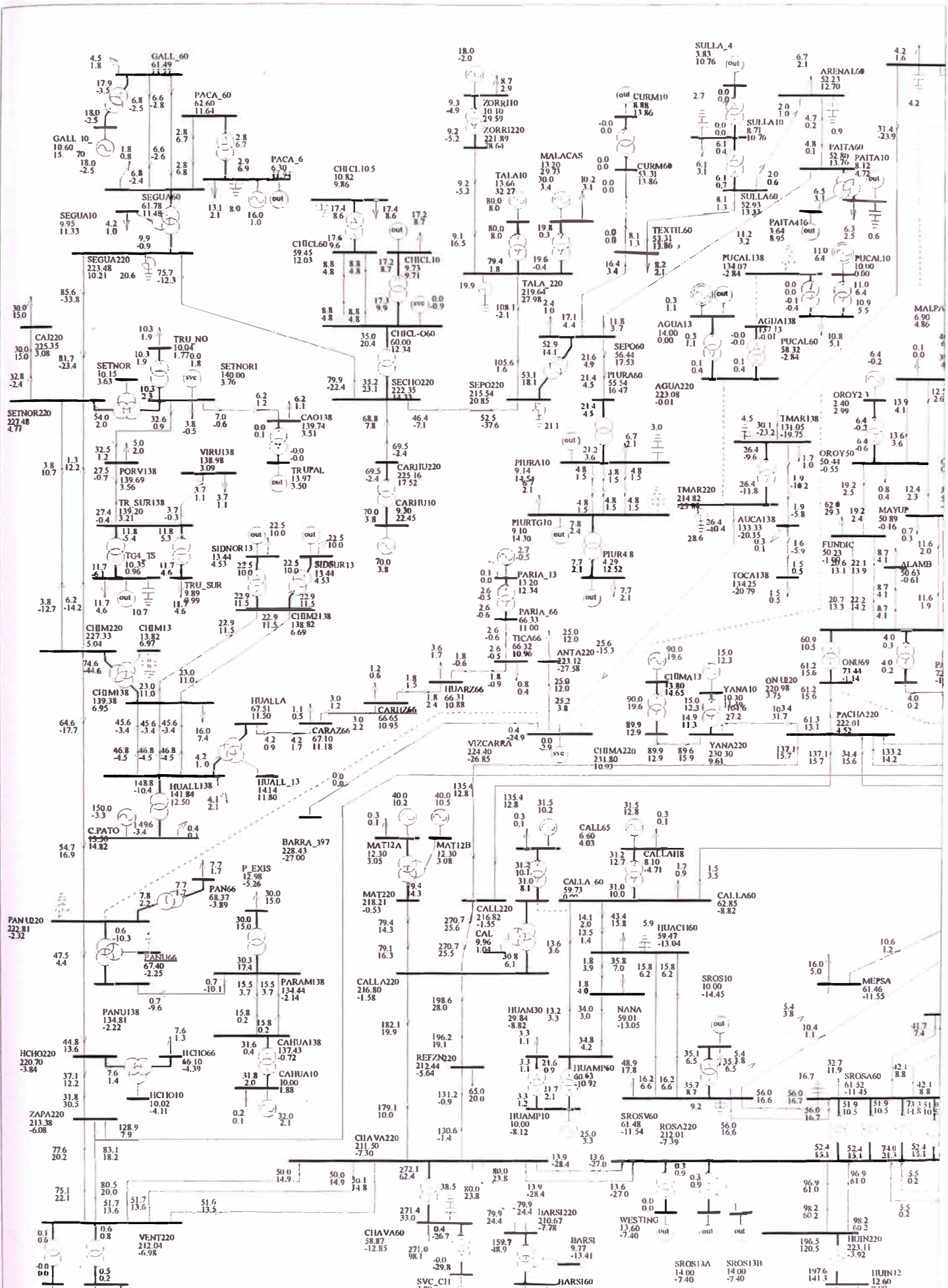
ANEXO 3.4
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

CASO: L-2252



ANEXO 3.4
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

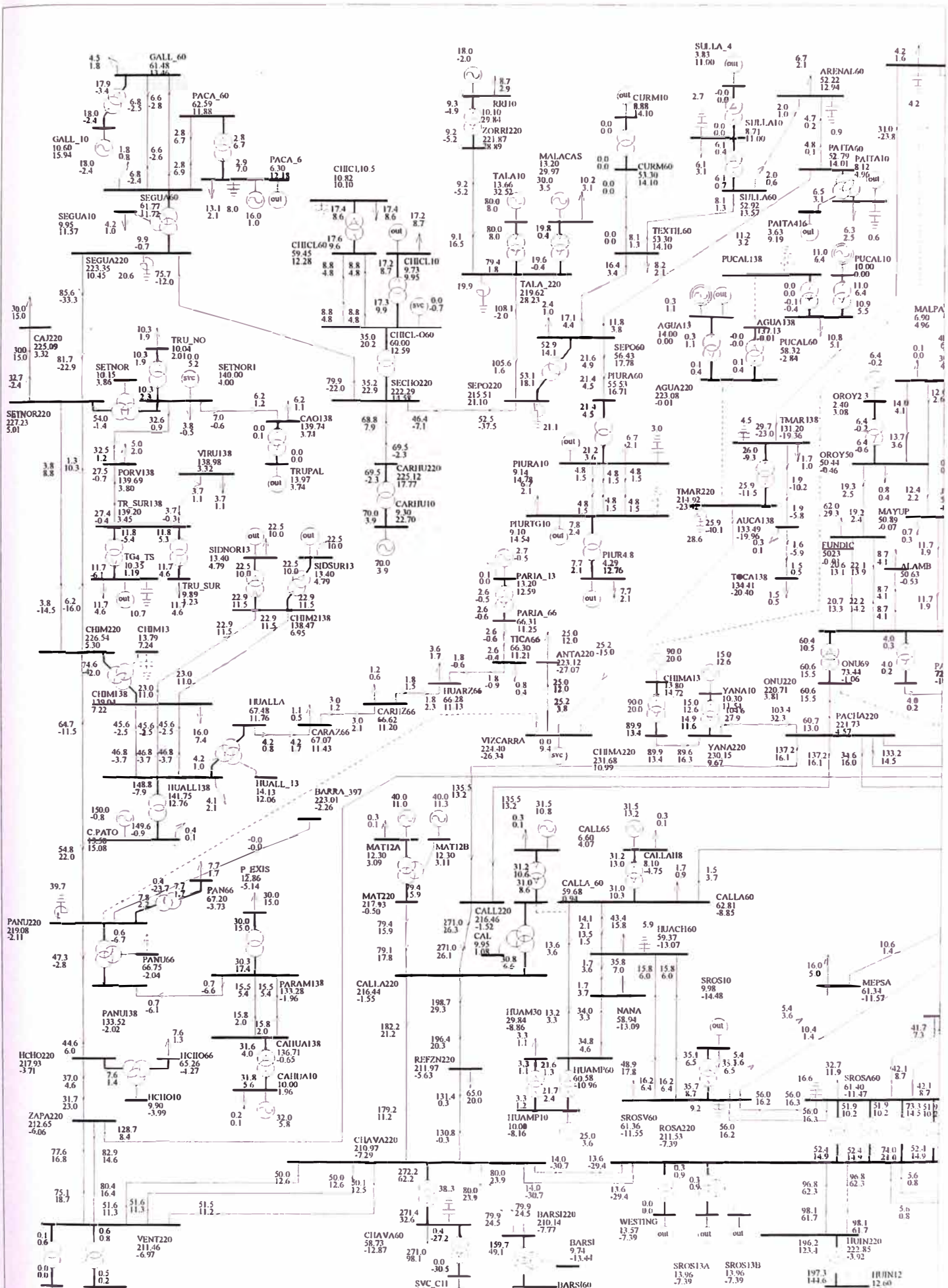
CASO: L-2253



ANEXO 3.4

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

CASO: L-2253



ANEXO 3.4

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

CASO: L-2253

ANEXO 3.5

**CUADRO DE POTENCIA NATURAL DE LAS LINEAS DE
TRANSMISION DEL SISTEMA ELECTRICO PERUANO.**

POTENCIA NATURAL DE LA LINEAS DE TRANSMISION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

	EMPRESA	LINEA	CODIGO	NIVEL DE TENSION	POTENCIA NATURAL (MW)
1	CAHUA	SEPAEX - CAHUA	L-1033	138	45.9
2	CAHUA	PARAMONGA NUEVA - SEPAEX	L-1101	138	44.3
3	CAHUA	SEPAEX - CAHUA	L-1102	138	45.8
4	EDEGEL	HUINCO - STA.ROSA	L-2001	220	124.5
5	EDEGEL	HUINCO - STA.ROSA	L-2002	220	124.5
6	EDEGEL	CALLAHUANCA 1 - MATUCANA	L-2007	220	123.9
7	EDEGEL	CALLAHUANCA 1 - CHAVARRIA	L-2008	220	124.8
8	EDEGEL	CALLAHUANCA 1 - CAJAMARQUILLA	L-2009	220	124.8
9	EDEGEL	CHAVARRIA - CAJAMARQUI	L-2015	220	124.8
10	EDEGEL	YANANGO - PACHACHACA	L-2256	220	120.5
11	EDEGEL	YANANGO - CHIMAY	L-2257	220	122.0
12	EDELNOR	CHAVARRIA - BARSÍ	L-2005	220	125.1
13	EDELNOR	CHAVARRIA - BARSÍ	L-2006	220	125.1
14	EGASA	SANTUARIO - CHILINA	L-1126	138	49.4
15	EGEMSA	MACHUPICCHU - DERIV. CACHIMAYO	L-1001/1	138	47.7
16	EGEMSA	DERIV. CACHIMAYO - CACHIMAYO INCASA 138	L-1001/2	138	47.7
17	EGEMSA	DERIV. CACHIMAYO - CACHIMAYO ELP	L-1001/3	138	47.7
18	EGEMSA	MACHUPICCHU - DERIV. CACHIMAYO ELP	L-1002/1	138	46.1
19	EGEMSA	DERIV. CACHIMAYO ELP - QUENCORO 138	L-1002/2	138	46.1
20	EGEMSA	DERIV. CACHIMAYO ELP - CACHIMAYO ELP	L-1002/3	138	46.1
21	EGEMSA	CACHIMAYO INCASA - DOLORESPATA	L-1003	138	47.7
22	EGEMSA	DOLORESPATA - QUENCORO	L-1004	138	46.1
23	EGENOR	CHIMBOTE1 - HUALLANCA	L-1103	138	49.9
24	EGENOR	CHIMBOTE1 - HUALLANCA	L-1104	138	49.9
25	EGENOR	CHIMBOTE1 - HUALLANCA	L-1105	138	49.9
26	EGENOR	CHIMBOTE1 - CHIMBOTE2	L-1106	138	49.9
27	EGENOR	CHIMBOTE1 - CHIMBOTE2	L-1107	138	49.9
28	EGENOR	CARHUAQUERO - CHICLAYO OESTE	L-2240	220	126.3
29	ELECTROPERU	CAMPO ARMINIO - RESTITUCION	L-2228	220	123.4
30	ELECTROPERU	CAMPO ARMINIO - RESTITUCION	L-2229	220	123.4
31	ELECTROPERU	CAMPO ARMINIO - RESTITUCION	L-2230	220	123.4
32	ELECTROPERU	PIURA OESTE - TALARA	L-2248	220	124.5
33	ELECTROPERU	TALARA - ZORRITOS	L-2249	220	125.2
34	ENERSUR	MILL SITE - LIXIVIACION	L-1020	138	48.7
35	ENERSUR	BOTIFLACA - PUSH BACK	L-1021	138	49.0
36	ENERSUR	PUSH BACK - MILL SITE	L-1022	138	50.4
37	ENERSUR	ILO1 - MOQUEGUA	L-1023	138	48.8
38	ENERSUR	QUEBRADA HONDA - MILL SITE	L-1024	138	50.5
39	ENERSUR	ILO ELECTROSUR - QUEBRADA HONDA	L-1025	138	50.7
40	ENERSUR	ILO1 - ILO ELECTROSUR	L-1026	138	50.1
41	ENERSUR	ILO1 - REFINERIA	L-1027	138	48.7
42	ENERSUR	MOQUEGUA - BOTIFLACA	L-1028	138	50.8
43	ENERSUR	MOQUEGUA - BOTIFLACA	L-1029	138	49.1
44	ENERSUR	MOQUEGUA - MILL SITE	L-1030	138	47.9
45	ENERSUR	ILO2 - MOQUEGUA	L-2027	220	150.0
46	ENERSUR	ILO2 - MOQUEGUA	L-2028	220	150.0
47	ETESSELVA	AGUAYTIA - TINGOMARIA	L-2251	220	123.5
48	ETESSELVA	TINGO MARIA - VIZCARRA	L-2252	220	123.7
49	ETESSELVA	VIZCARRA - PARAMONGA NUEVA	L-2253	220	123.7
50	ISA PERU	AGUAYTIA - PUCALLPA	L-1125	138	49.2
51	ISA PERU	PARAGSHA II - VIZCARRA	L-22254	220	125.3
52	ISA PERU	CARHUAMAYO - PARAGSHA II	L-22258	220	125.3
53	ISA PERU	OROYA - CARHUAMAYO	L-22259	220	125.3
54	LUZ DEL SUR	SAN JUAN - BALNEARIOS	L-2012	220	128.7
55	LUZ DEL SUR	SAN JUAN - BALNEARIOS	L-2013	220	128.6
56	REDESUR	SOCABAYA - MOQUEGUA	L-2025	220	131.2
57	REDESUR	SOCABAYA - MOQUEGUA	L-2026	220	131.2
58	REDESUR	MOQUEGUA - TACNA	L-2029	220	124.2
59	REDESUR	MOQUEGUA - PUNO	L-2030	220	126.1
60	REP	QUENCORO - COMBAPATA	L-1005/1	138	47.8
61	REP	COMBAPATA - TINTAYA	L-1005/2	138	47.8
62	REP	TINTAYA - AYAVIRI	L-1006/1	138	48.6
63	REP	AYAVIRI - AZANGARO	L-1006/2	138	48.6
64	REP	CACHIMAYO INCASA - ABANCAY	L-1007	138	48.2
65	REP	TINTAYA - CALLALLI	L-1008	138	48.7
66	REP	AZANGARO - JULIACA	L-1011	138	48.6
67	REP	JULIACA - PUNO	L-1012	138	50.6
68	REP	CALLALLI - SANTUARIO	L-1020	138	48.7
69	REP	SANTUARIO - SOCABAYA	L-1021	138	45.9
70	REP	SANTUARIO - DERIVACION (JESUS)	L-1022/1	138	47.0
71	REP	DERIVACION (JESUS) - SOCABAYA	L-1022/2	138	47.0
72	REP	DERIVACION (JESUS) - JESUS	L-1022/3	138	47.0
73	REP	SOCABAYA - CERRO VERDE	L-1023	138	47.0
74	REP	SOCABAYA - CERRO VERDE	L-1024	138	47.0
75	REP	MOQUEGUA - TOQUEPALA	L-1025	138	47.6
76	REP	TOQUEPALA - ARICOTA2	L-1026	138	48.4
77	REP	TOQUEPALA - MILL SITE	L-1027	138	48.4
78	REP	CERRO VERDE - OXIDOS (CYPRUS)	L-1028	138	46.1
79	REP	CERRO VERDE - REPARTICION	L-1029	138	47.2

POTENCIA NATURAL DE LA LINEAS DE TRANSMISION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

	EMPRESA	LINEA	CODIGO	NIVEL DE TENSION	POTENCIA NATURAL (MW)
80	REP	REPARTICION - MOLLENDO	L-1030	138	47.2
81	REP	PARAGSHA II - HUANUCO	L-1120	138	47.8
82	REP	HUANUCO - TINGO MARIA	L-1121	138	47.2
83	REP	T.MARIA - AUCAYACU	L-1122	138	46.9
84	REP	PARAGSHA II - UCHUHACUA	L-1123	138	49.9
85	REP	AUCAYACU - TOCACHE	L-1124	138	47.3
86	REP	STA.ROSA - CHAVARRIA	L-2003	220	125.2
87	REP	STA.ROSA - CHAVARRIA	L-2004	220	125.2
88	REP	SAN JUAN - STA.ROSA	L-2010	220	125.1
89	REP	SAN JUAN - STA.ROSA	L-2011	220	125.1
90	REP	CAMPO ARMINO - POMACOCHA	L-2201	220	124.4
91	REP	CAMPO ARMINO - POMACOCHA	L-2202	220	124.4
92	REP	CAMPO ARMINO - INDEPENDENCIA	L-2203	220	120.7
93	REP	CAMPO ARMINO - HUANCANELICA	L-2204	220	120.7
94	REP	POMACOCHA - SAN JUAN	L-2205	220	125.4
95	REP	POMACOCHA - SAN JUAN	L-2206	220	125.4
96	REP	SAN JUAN - INDEPENDENCIA	L-2207	220	126.5
97	REP	SAN JUAN - INDEPENDENCIA	L-2208	220	126.5
98	REP	ICA - INDEPENDENCIA	L-2209	220	126.5
99	REP	ICA - MARCONA	L-2211	220	126.5
100	REP	ZAPALLAL - HUACHO	L-2212	220	125.1
101	REP	HUACHO - PARAMONGA NUEVA	L-2213	220	125.1
102	REP	PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE1	L-2215	220	127.6
103	REP	INDEPEND - ACEROS AREQ	L-2217	220	123.8
104	REP	CAMPO ARMINO - PACHACHACA	L-2218	220	125.3
105	REP	CAMPO ARMINO - PACHACHACA	L-2219	220	125.3
106	REP	CAMPO ARMINO - HUAYUCACHI	L-2220	220	125.7
107	REP	HUAYUCACHI - ZAPALLAL	L-2221	220	125.7
108	REP	PACHACHACA - CALLAHUANCA 2	L-2222	220	127.1
109	REP	PACHACHACA - CALLAHUANCA 2	L-2223	220	127.2
110	REP	PACHACHACA - OROYA N.	L-2224	220	122.3
111	REP	PACHACHACA - POMACOCHA	L-2226	220	124.2
112	REP	HUANCAV - INDEPENDENCIA	L-2231	220	120.7
113	REP	TRUJILLO N - CHIMBOTE1	L-2232	220	128.1
114	REP	TRUJILLO N - CHIMBOTE1	L-2233	220	127.8
115	REP	GUADALUPE - TRUJILLO N.	L-2234	220	120.9
116	REP	CHICLAYO OESTE - GUADALUPE	L-2236	220	120.9
117	REP	PIURA OESTE - CHICLAYO OESTE	L-2238	220	125.8
118	REP	VENTANILLA - ZAPALLAL	L-2242	220	125.6
119	REP	VENTANILLA - ZAPALLAL	L-2243	220	121.6
120	REP	CHAVARRIA - VENTANILLA	L-2244	220	125.1
121	REP	CHAVARRIA - VENTANILLA	L-2245	220	125.0
122	REP	CHAVARRIA - VENTANILLA	L-2246	220	124.0
123	SAN GABAN	AZANGARO - SAN RAFAEL	L-1009	138	47.7
124	SAN GABAN	AZANGARO - SAN GABAN II	L-1010	138	47.7
125	SAN GABAN	SAN GABAN II - SAN RAFAEL	L-1013	138	47.7
126	TRANSMANTARO	MANTARO - COTARUSE	L-2051	220	161.9
127	TRANSMANTARO	MANTARO - COTARUSE	L-2052	220	161.9
128	TRANSMANTARO	COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	220	161.9
129	TRANSMANTARO	COTARUSE - SOCABAYA	L-2054	220	161.9

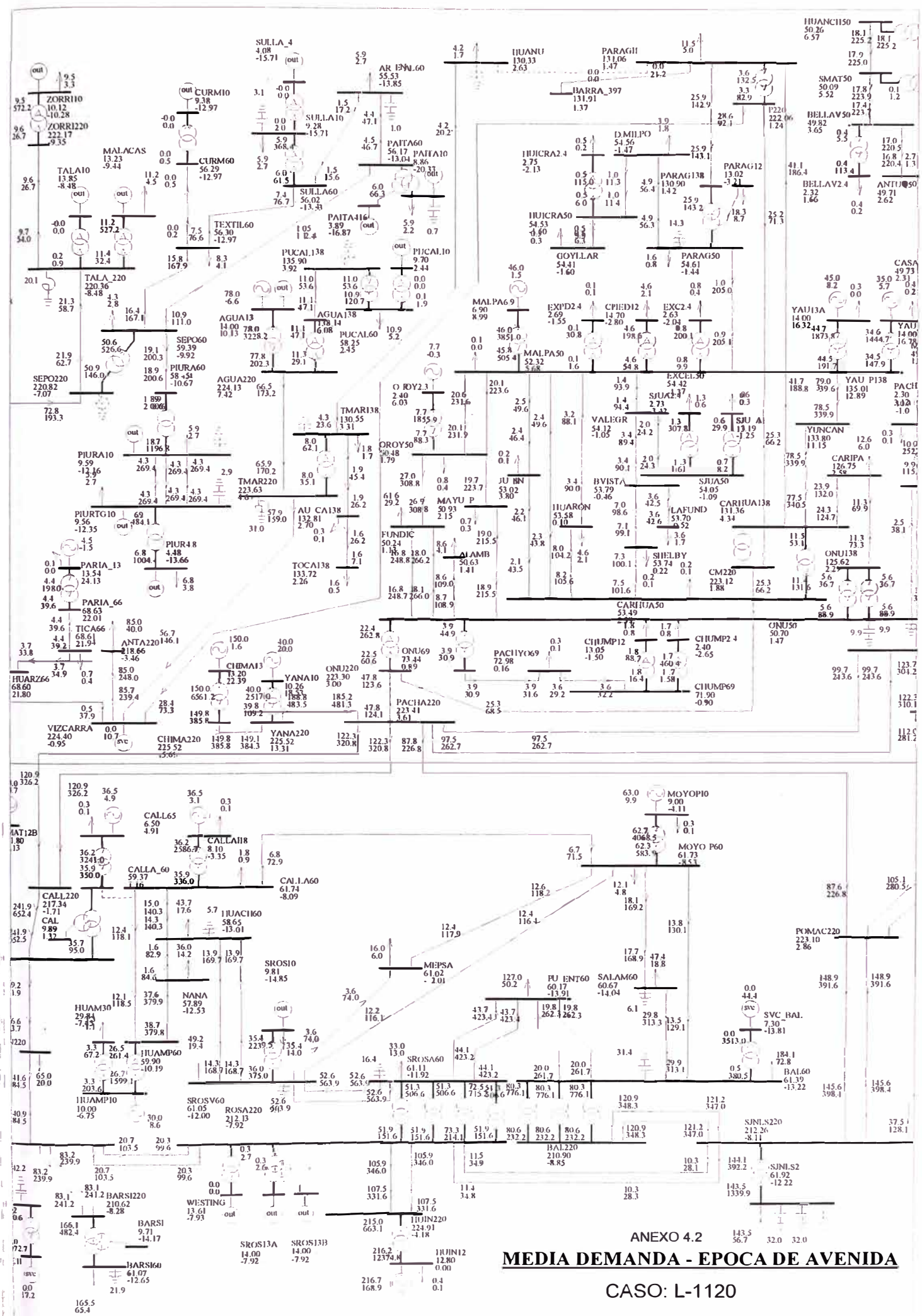
ANEXO 3.6
CORTOCIRCUITO TRIFASICO EN BARRAS DE LAS
SUBESTACIONES DEL AREA DE INFLUENCIA

ANEXOS DEL CAPITULO IV

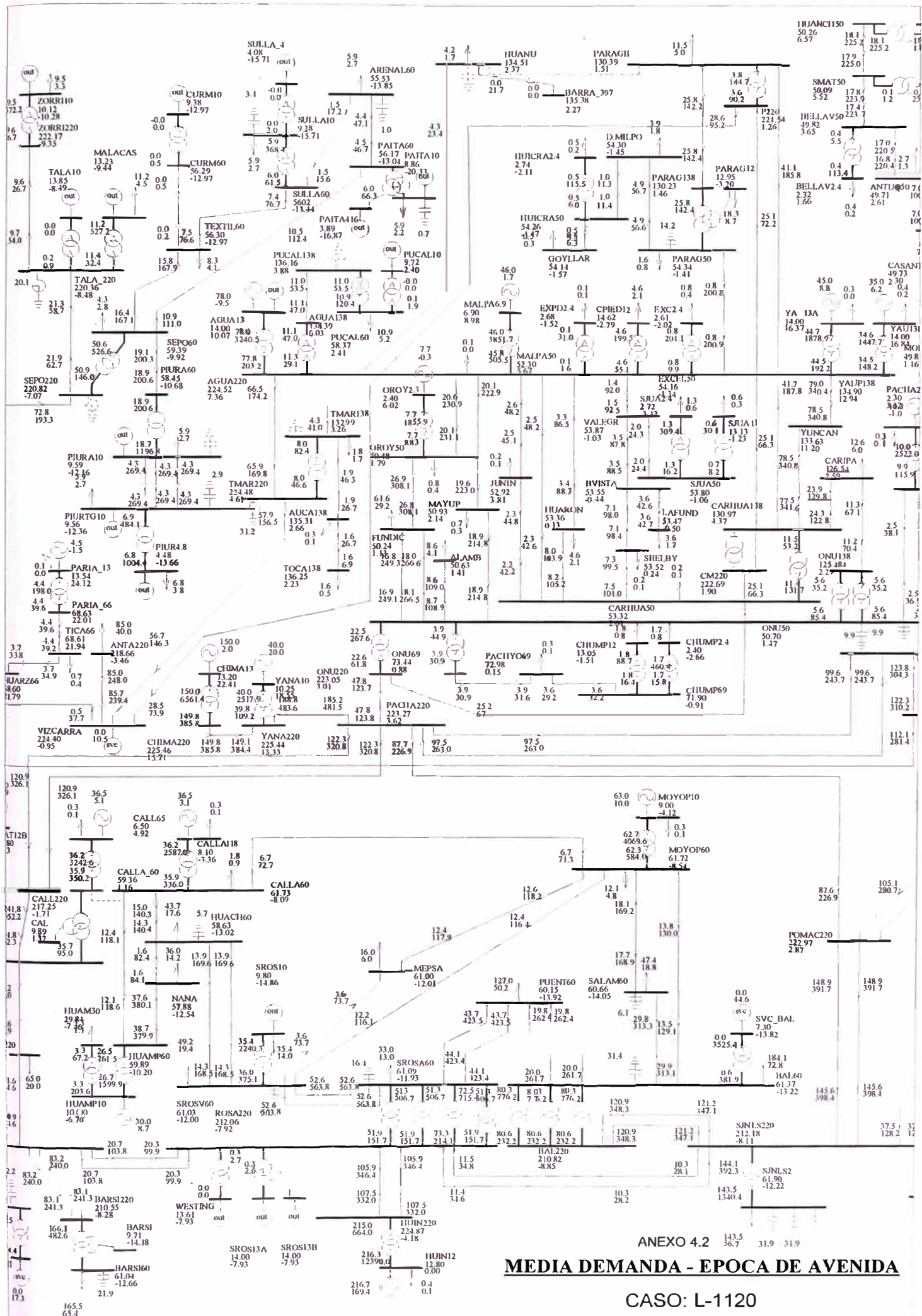
ANEXO 4.1
FLUJOS DE POTENCIA PARA MINIMA, MEDIA Y MAXIMA
DEMANDA PARA EPOCA DE AVENIDA Y ESTIAJE

ANEXO 4.2

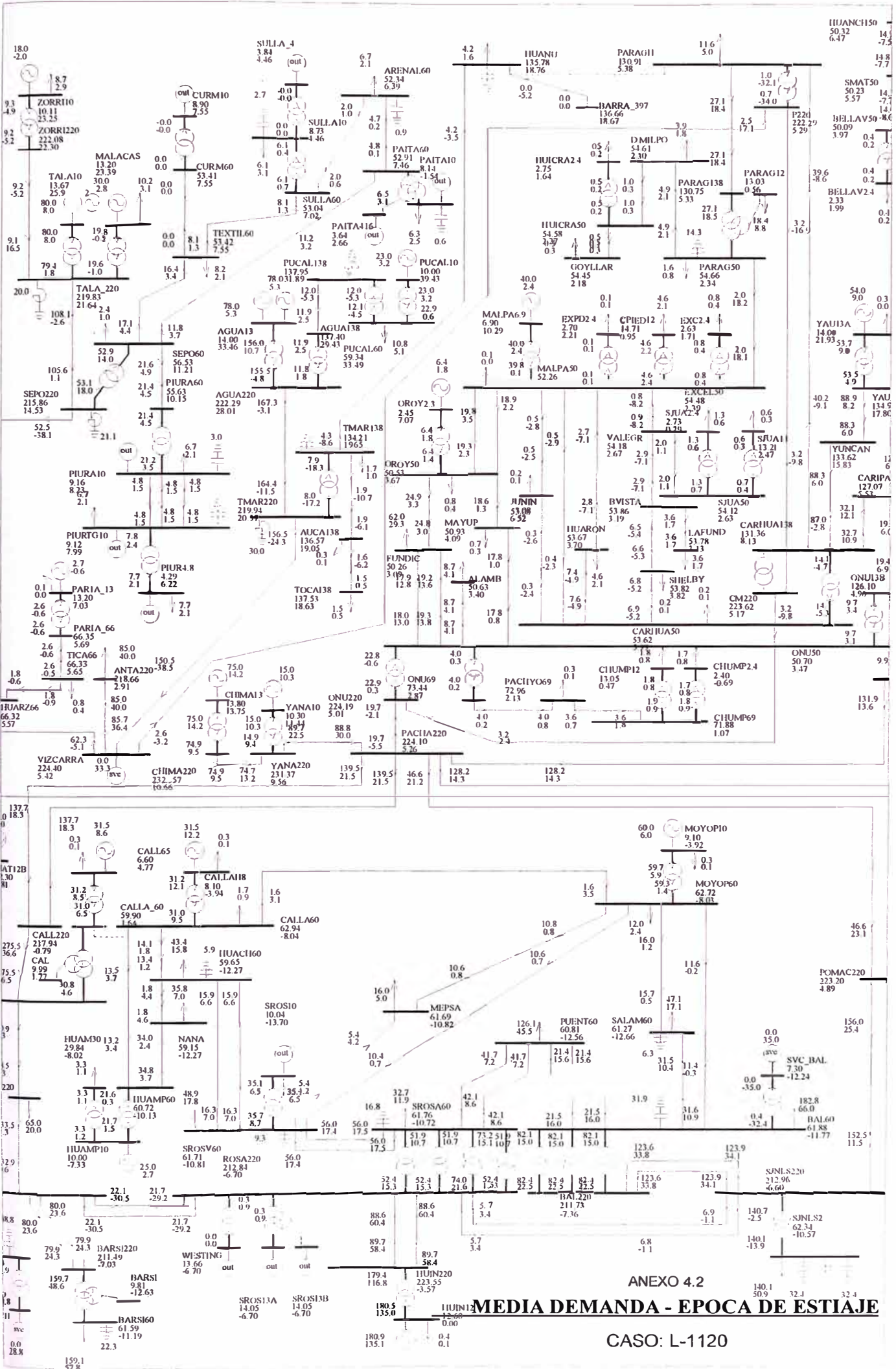
**FLUJOS DE POTENCIA DE ENERGIZACION Y SINCRONIZACION
DE LAS LINEAS (EFECTO FERRANTI) EN MEDIA DEMANDA
PARA EPOCAS DE AVENIDA Y ESTIAJE**



ANEXO 4.2
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA
CASO: L-1120



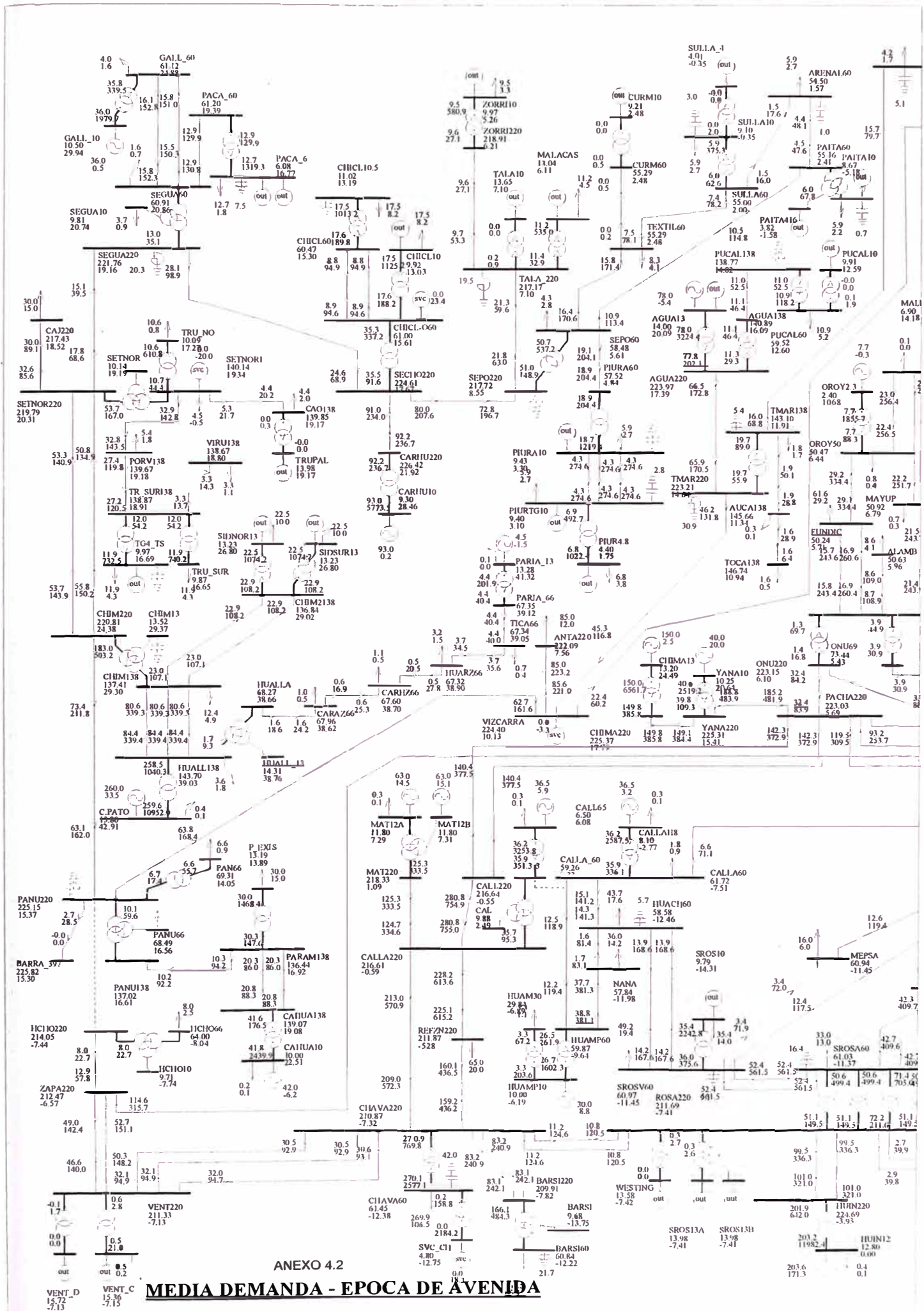
ANEXO 4.2
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA
 CASO: L-1120



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

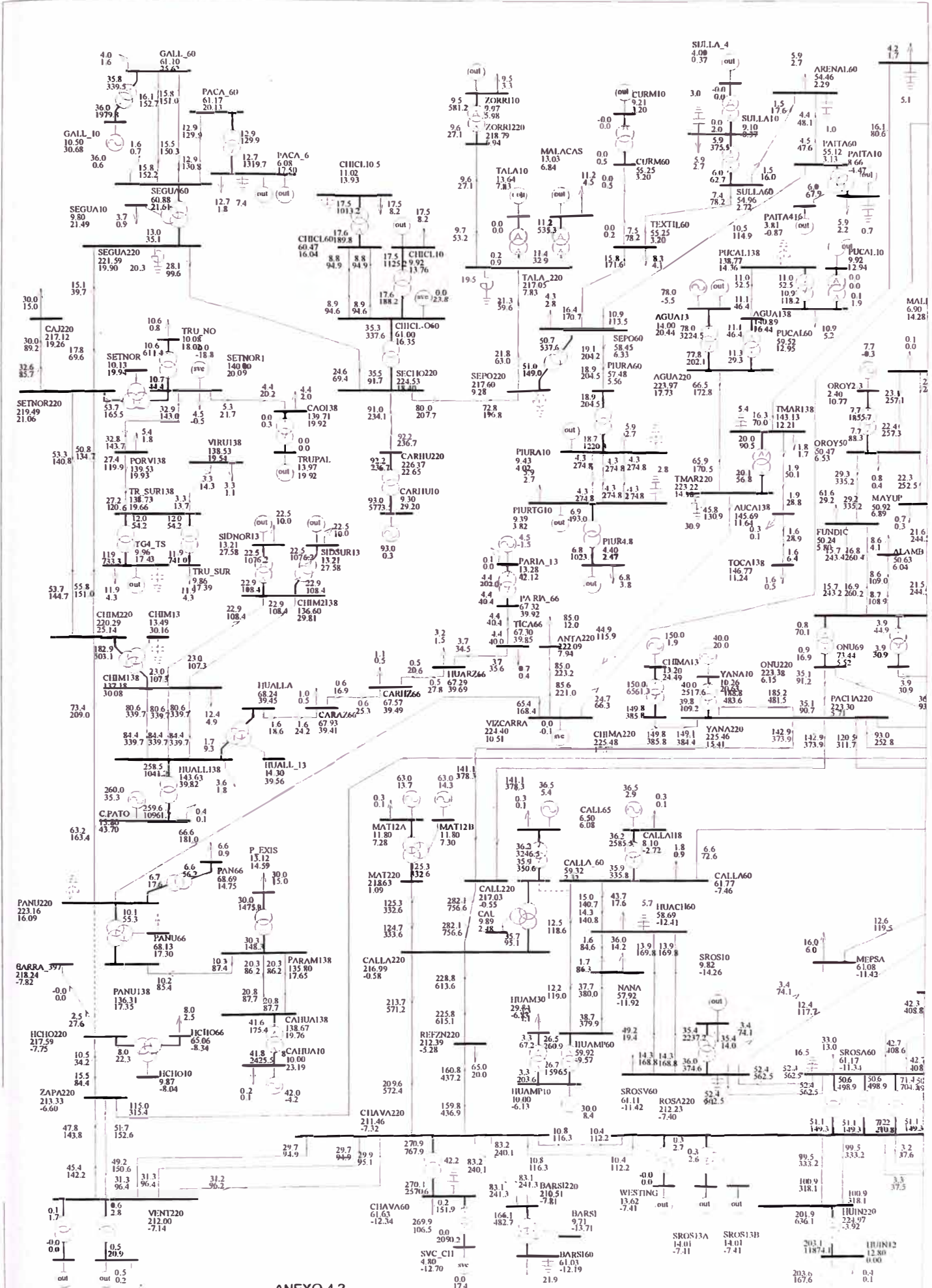
CASO: L-1120



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

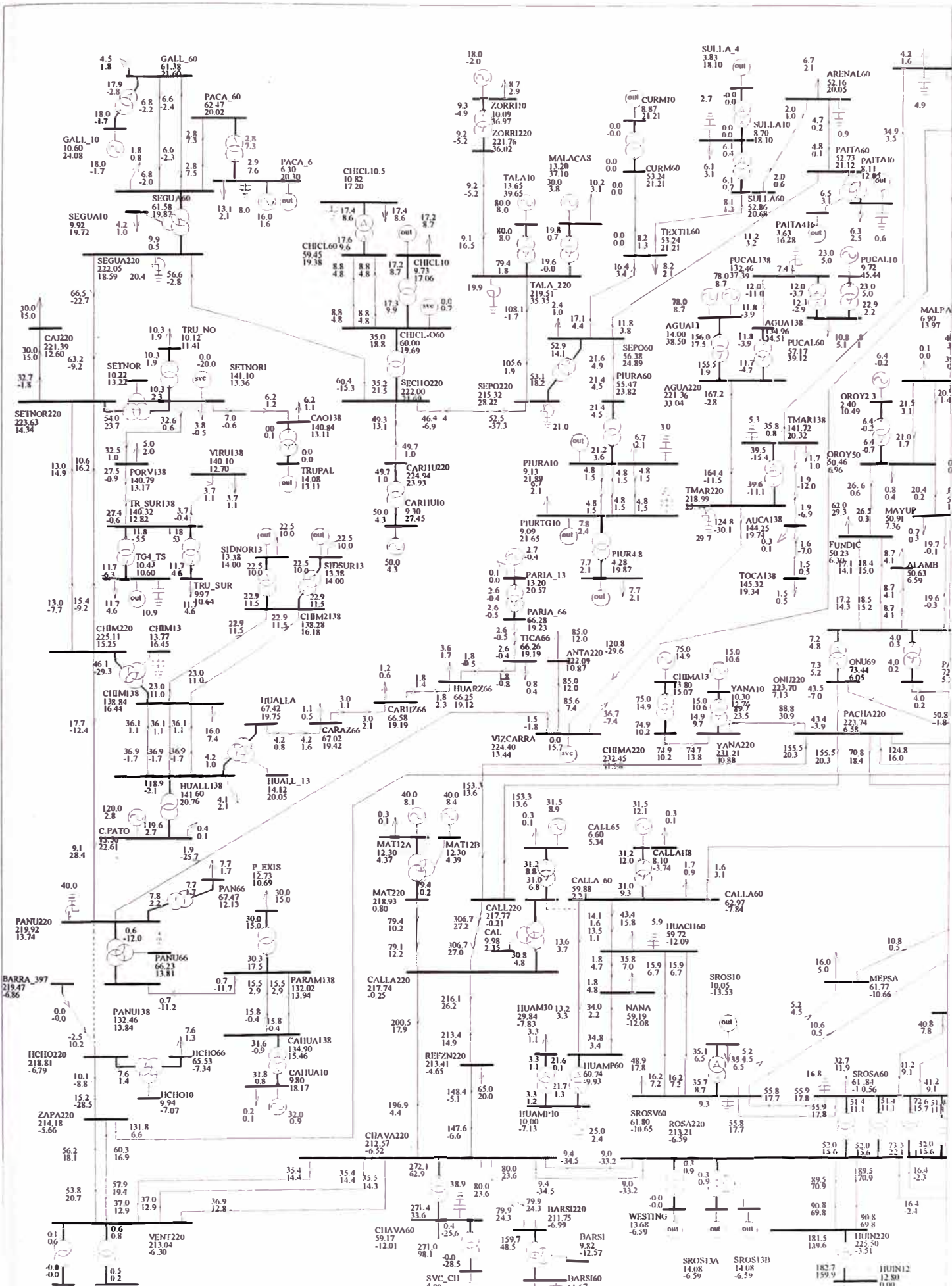
CASO: L-2213



ANEXO 4.2

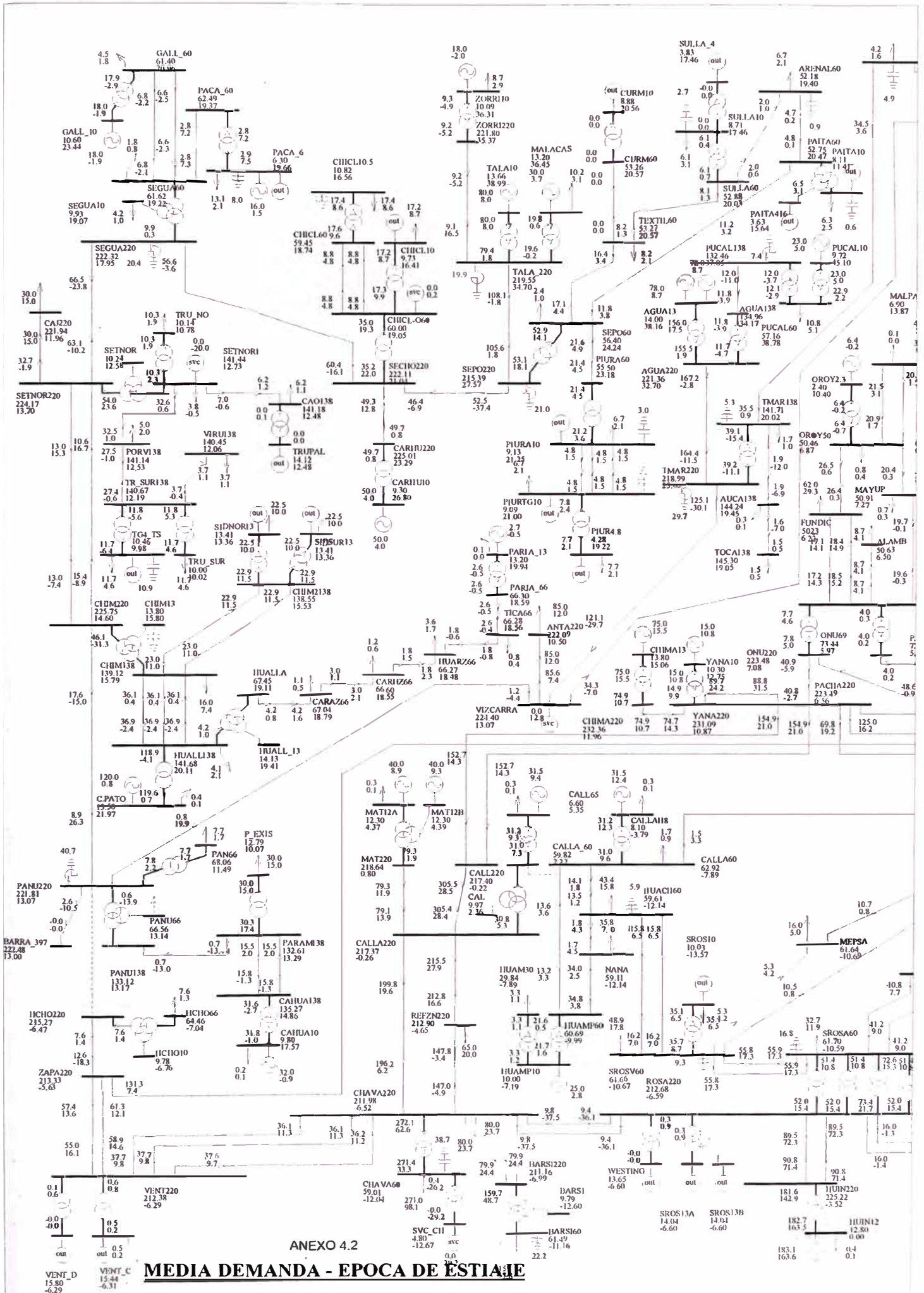
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

CASO: L-2213



ANEXO 4.2
MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

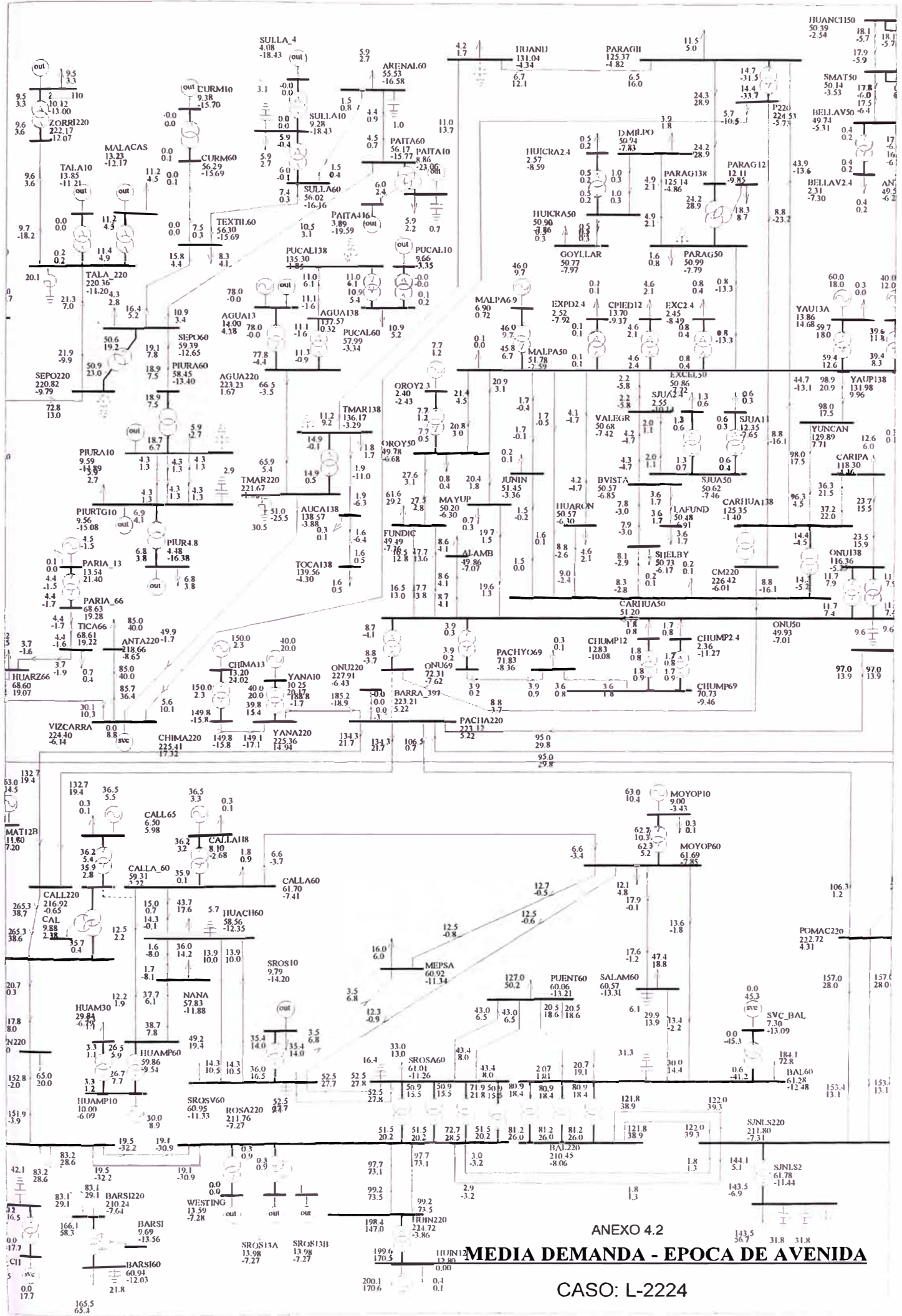
CASO: L-2213



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

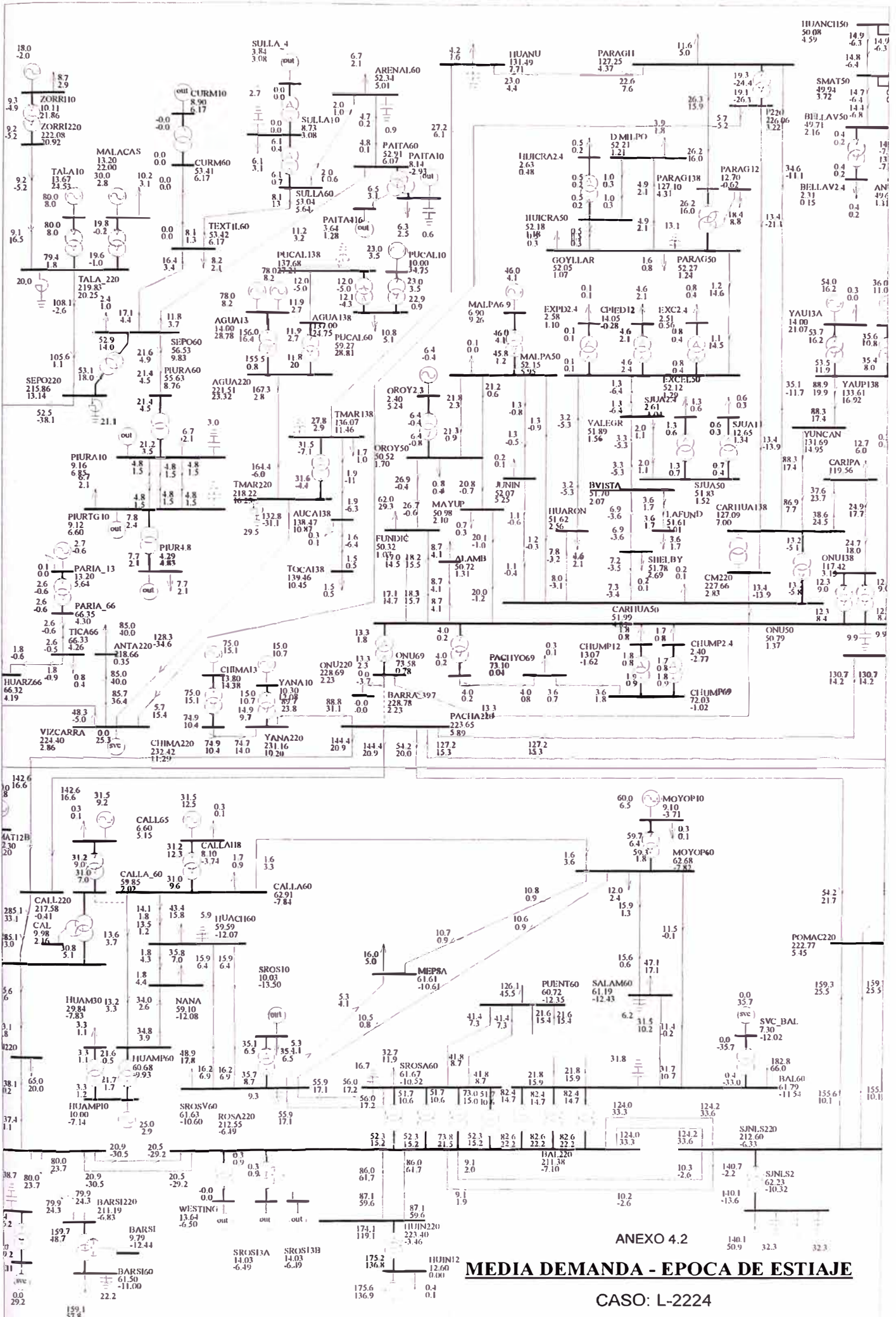
CASO: L-2213



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

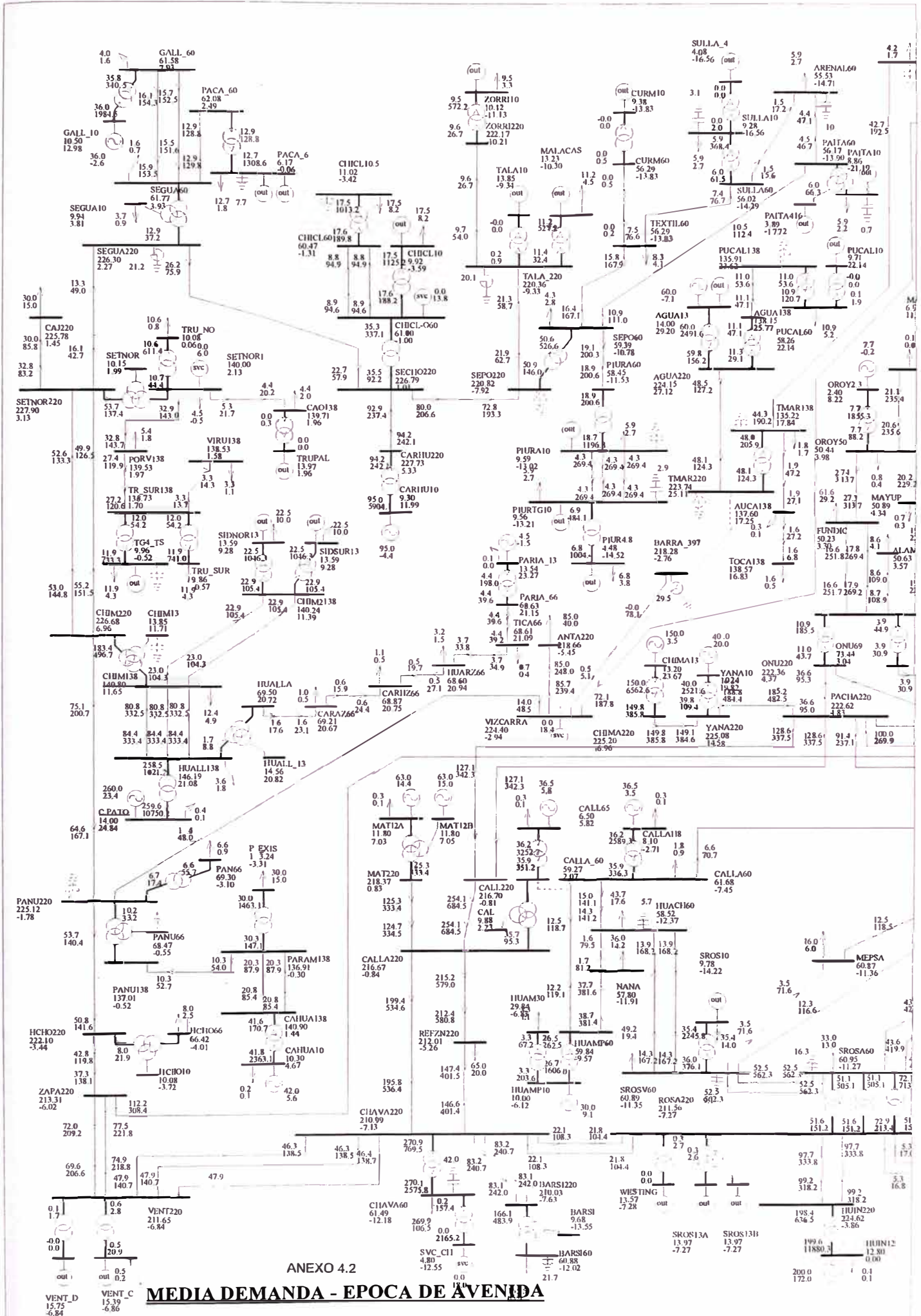
CASO: L-2224



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

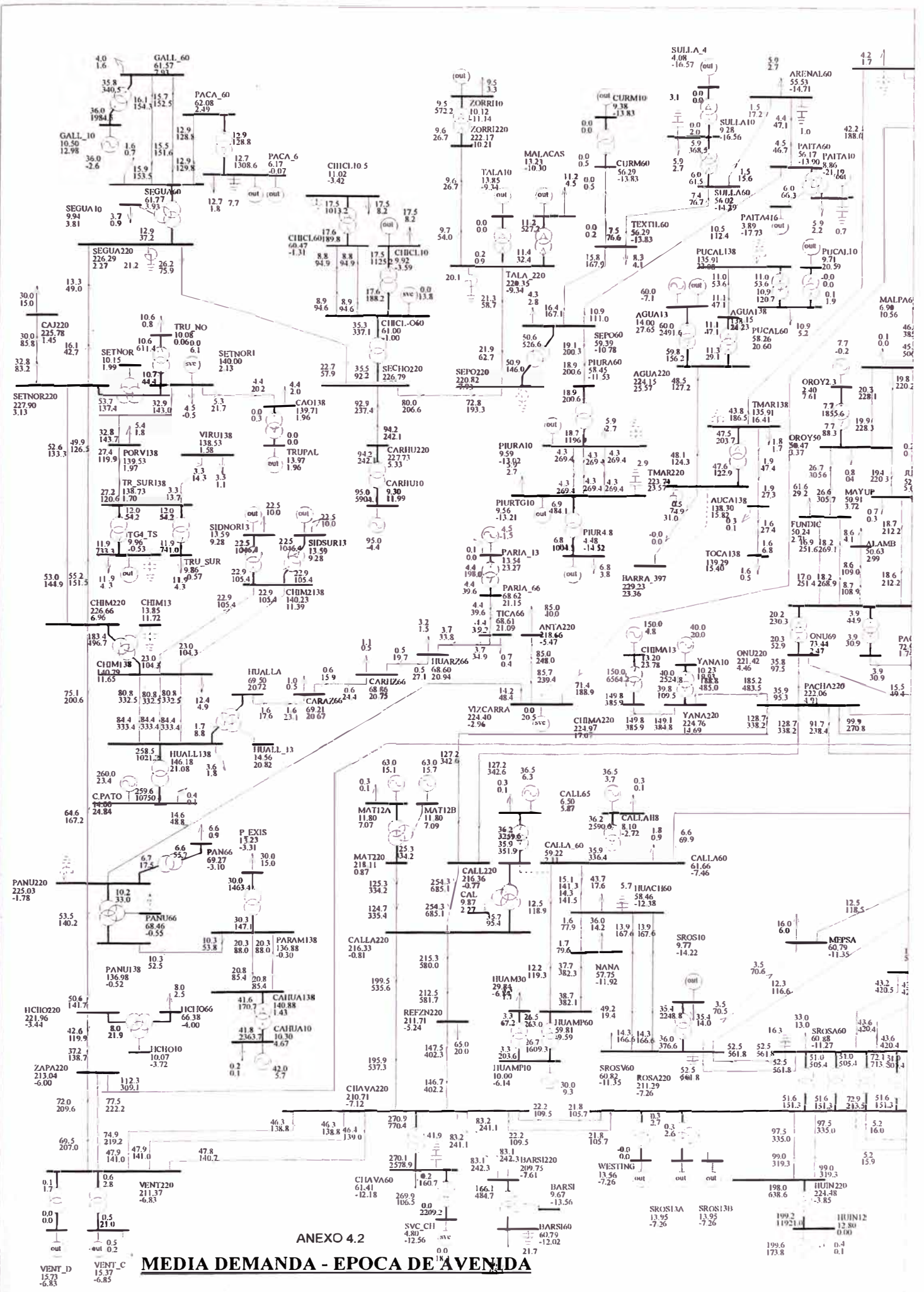
CASO: L-2224



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

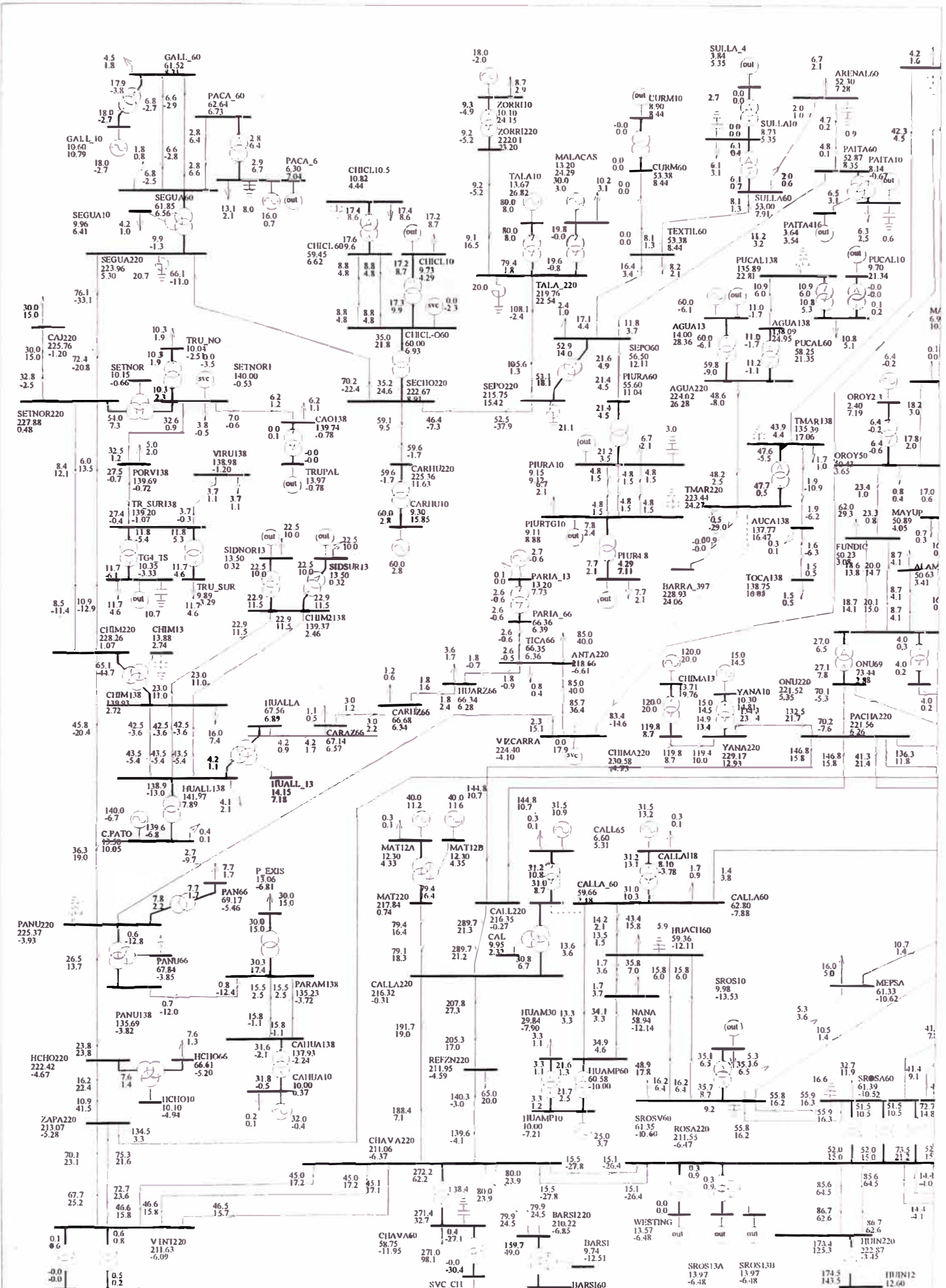
CASO: L-2252



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

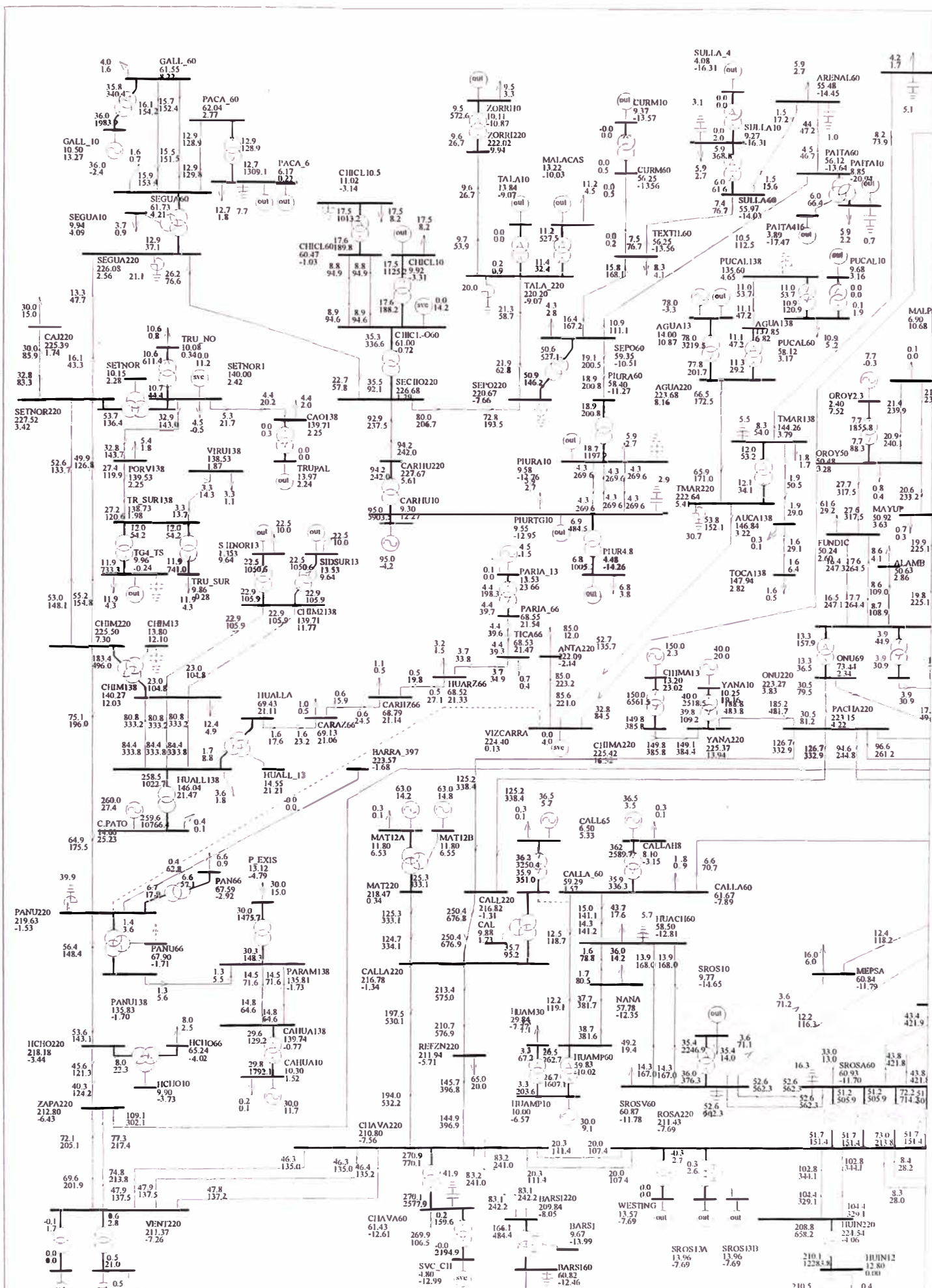
CASO: L-2252



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

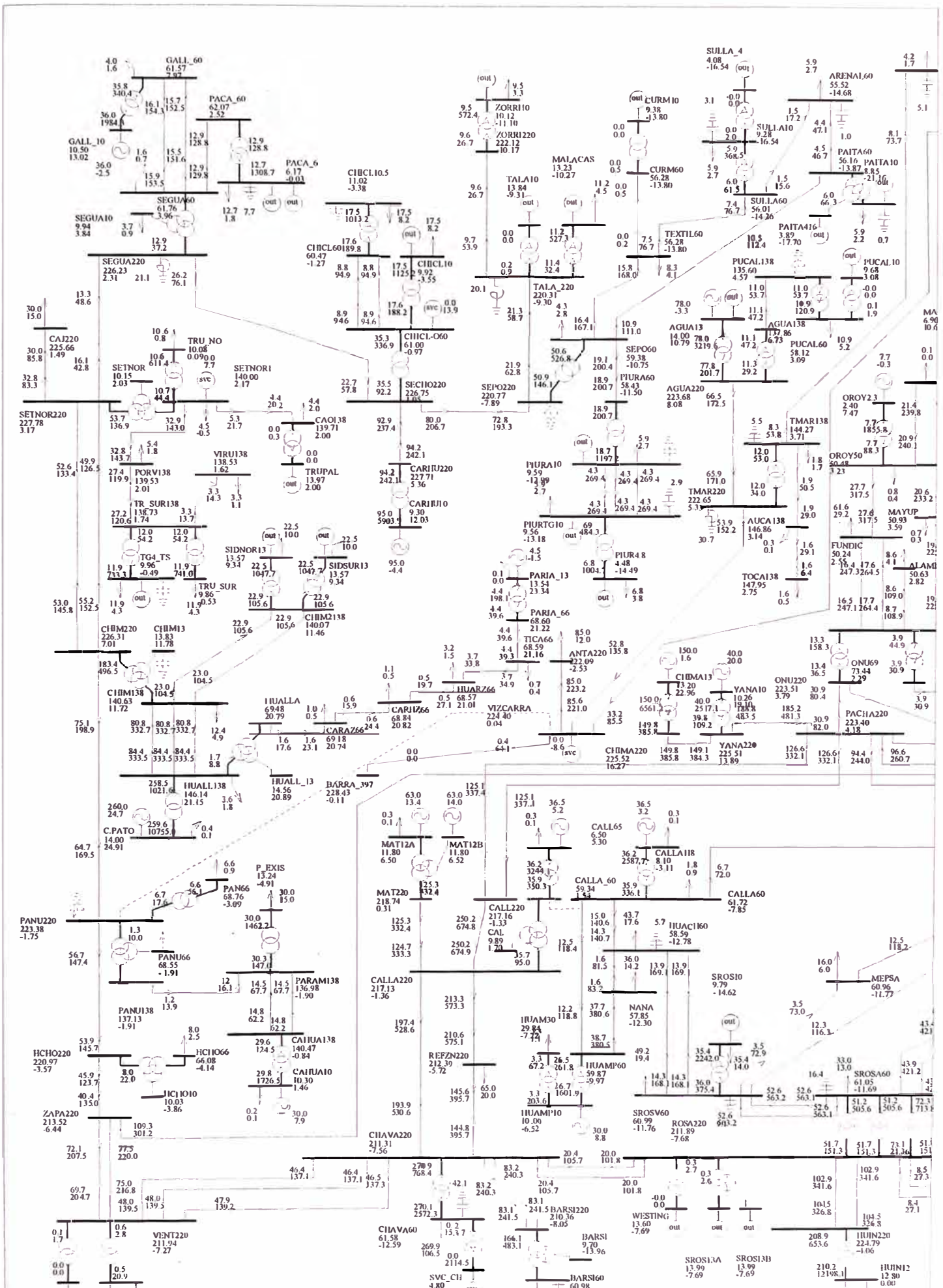
CASO: L-2252



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

CASO: L-2253



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE AVENIDA

CASO: L-2253

VENT_D
15.77
-7.27

VENT_C
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

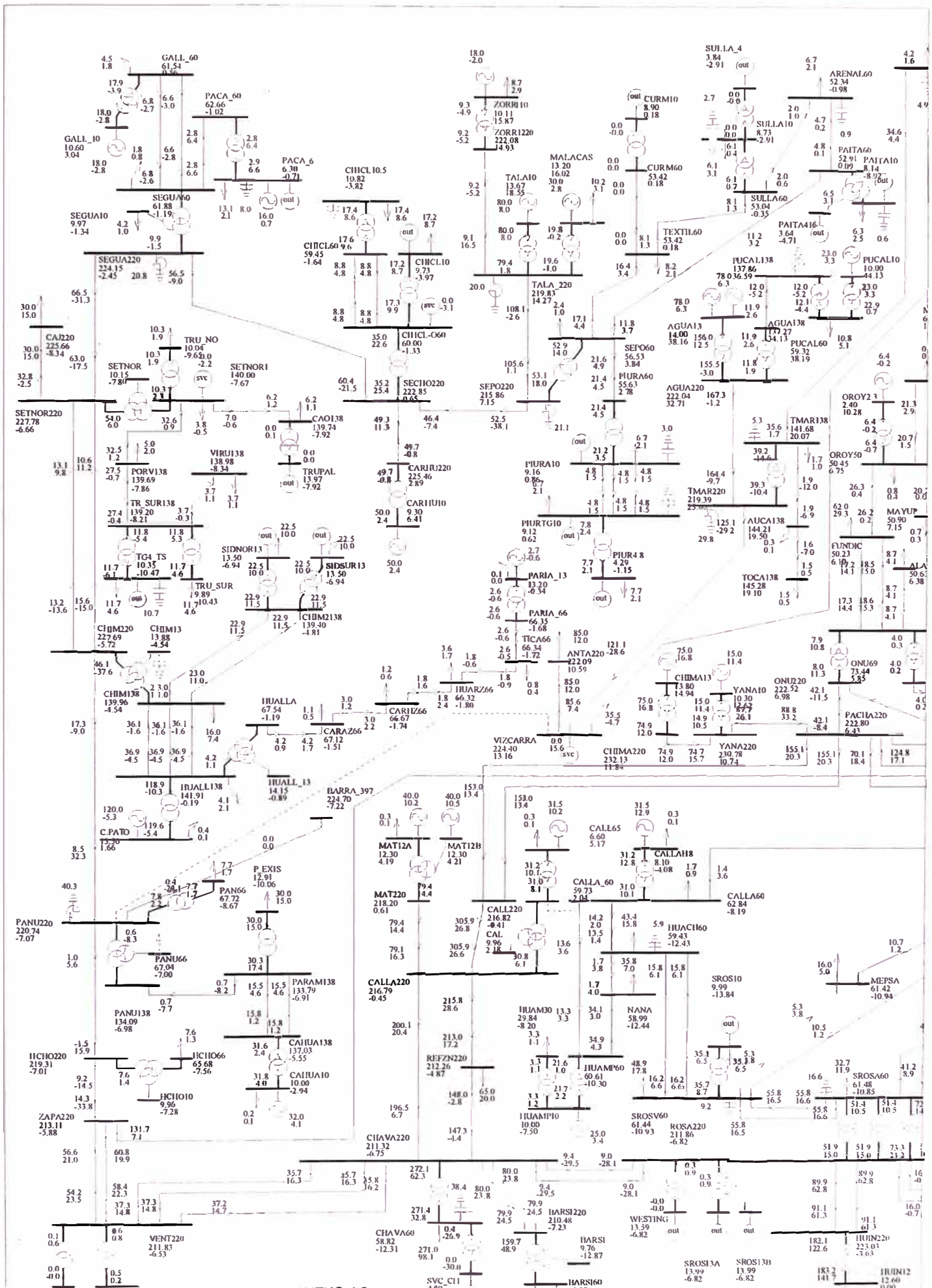
VENT1
0.5
20.9

0.0
0.0

VENT220
211.94
-7.27

VENT1
0.5
20.9

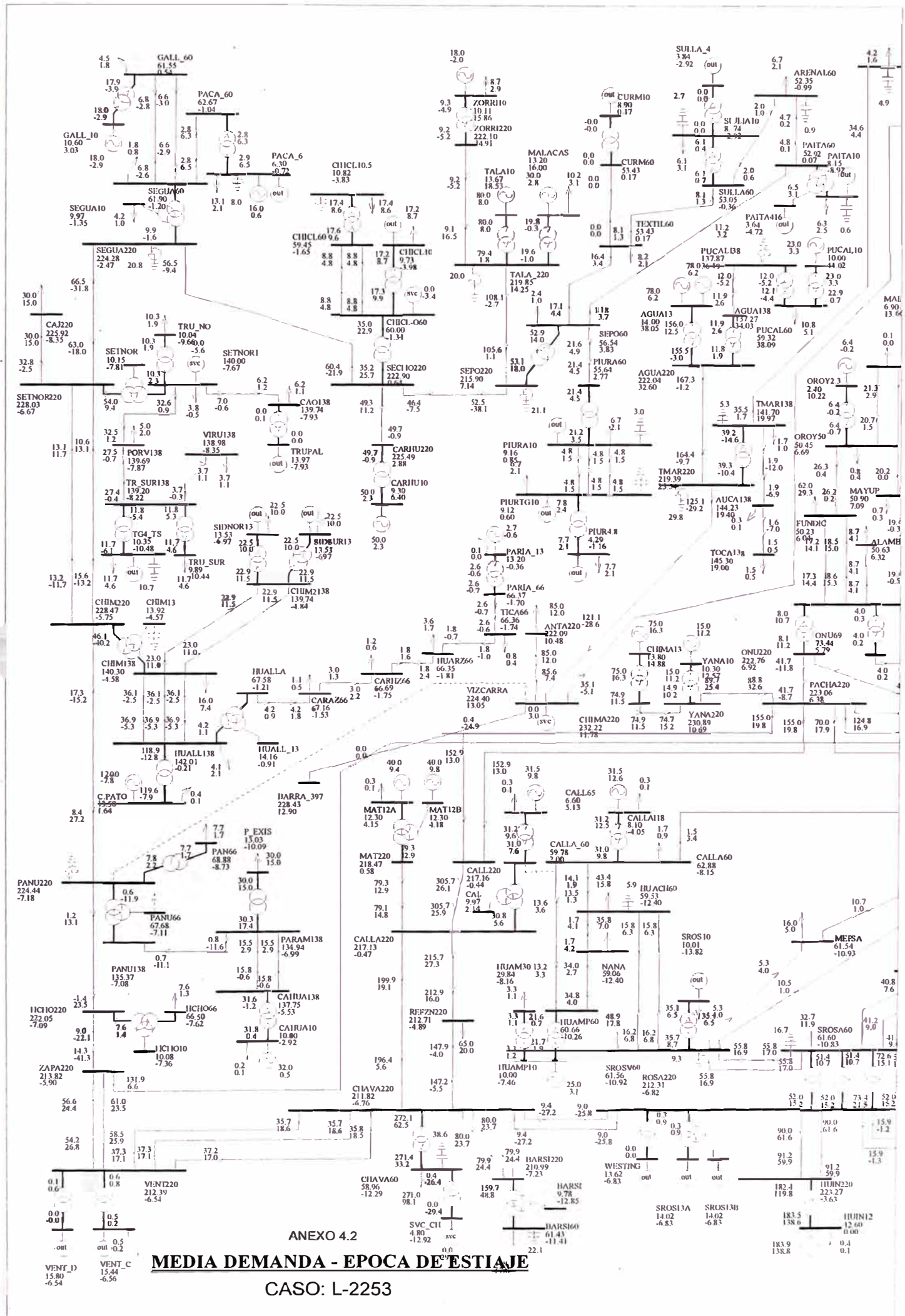
0.0
0.0



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

CASO: L-2253



ANEXO 4.2

MEDIA DEMANDA - EPOCA DE ESTIAJE

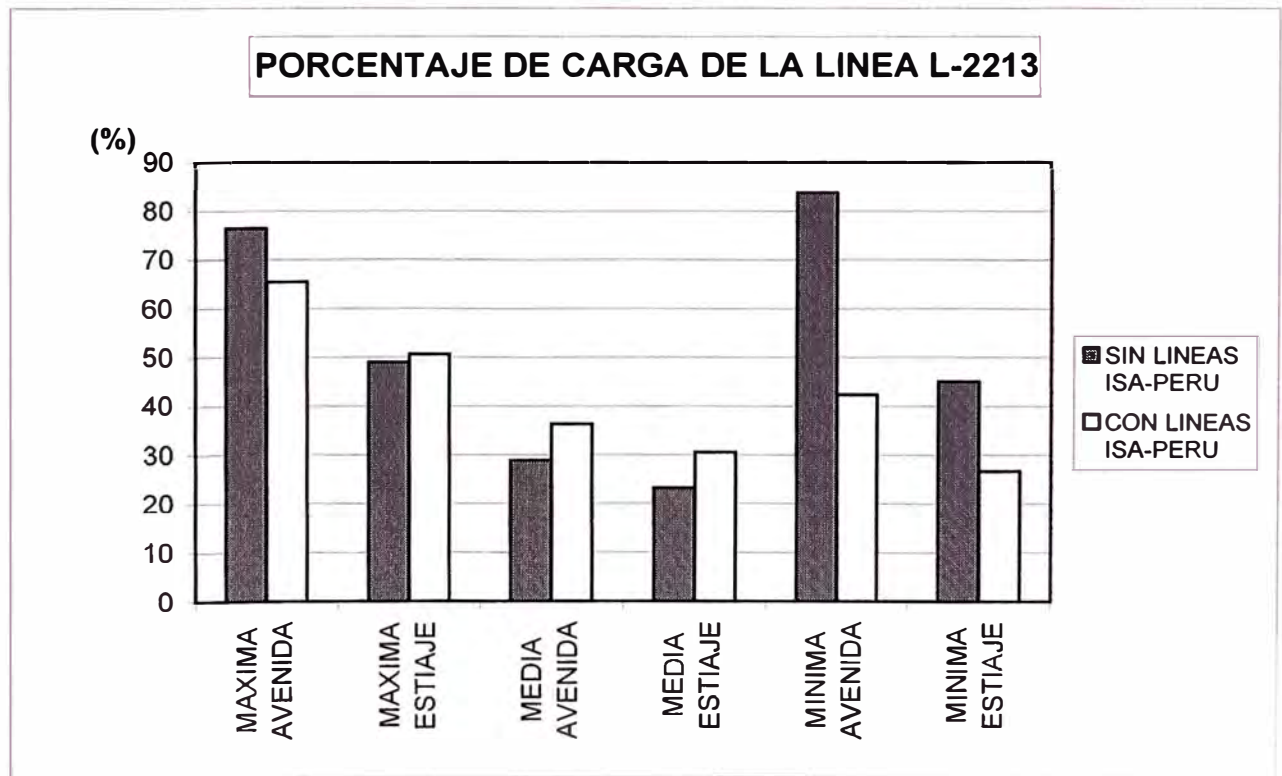
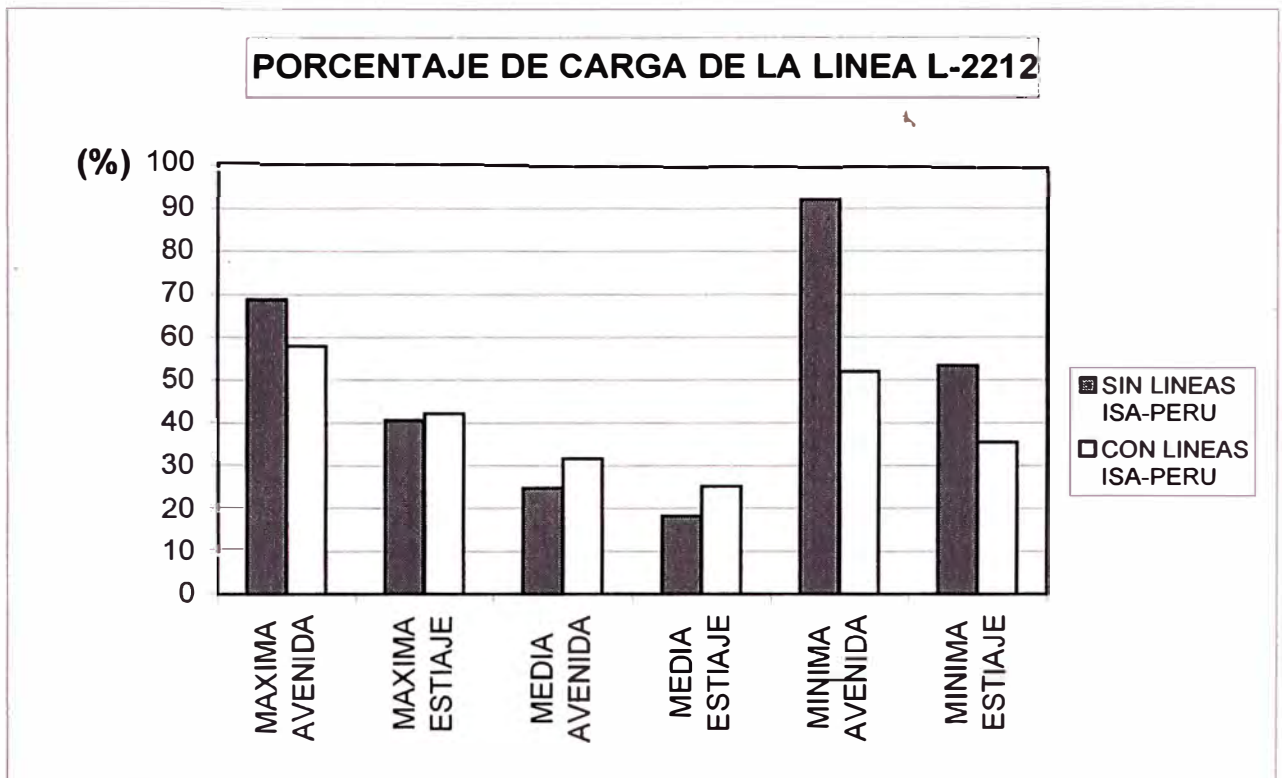
CASO: L-2253

ANEXO 4.3
CORTOCIRCUITO TRIFASICO EN BARRAS DE LAS
SUBESTACIONES DEL AREA DE INFLUENCIA

ANEXOS DEL CAPITULO V

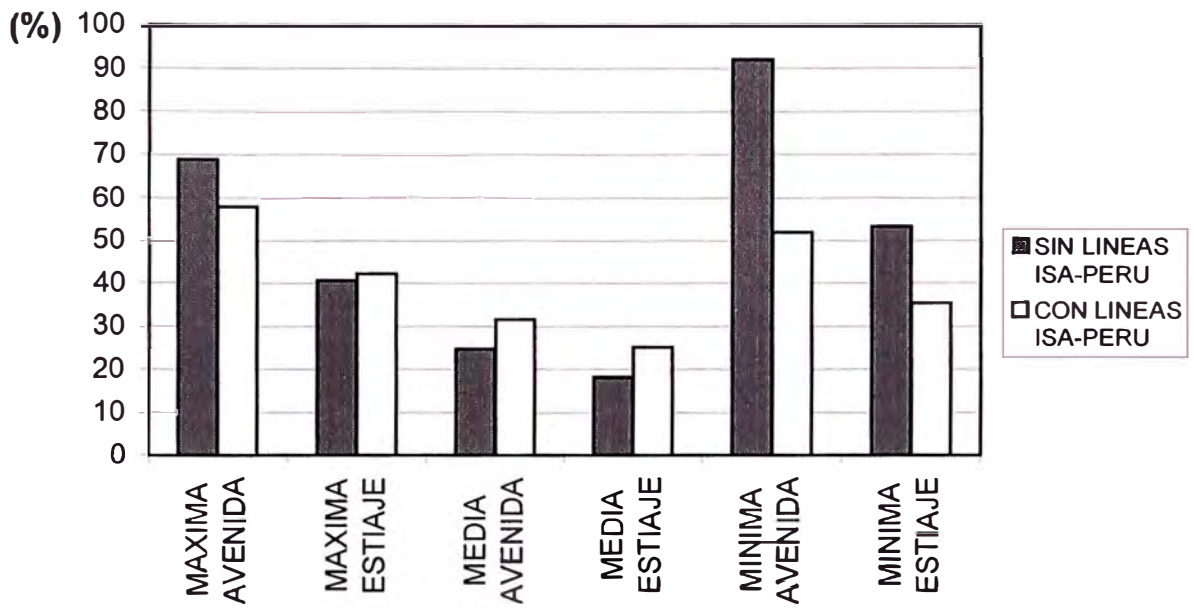
ANEXO 5.1
CARGA EN LAS LINEAS DEL AREA DE INFLUENCIA DEL
PROYECTO ISA-PERU

Anexo 5.1

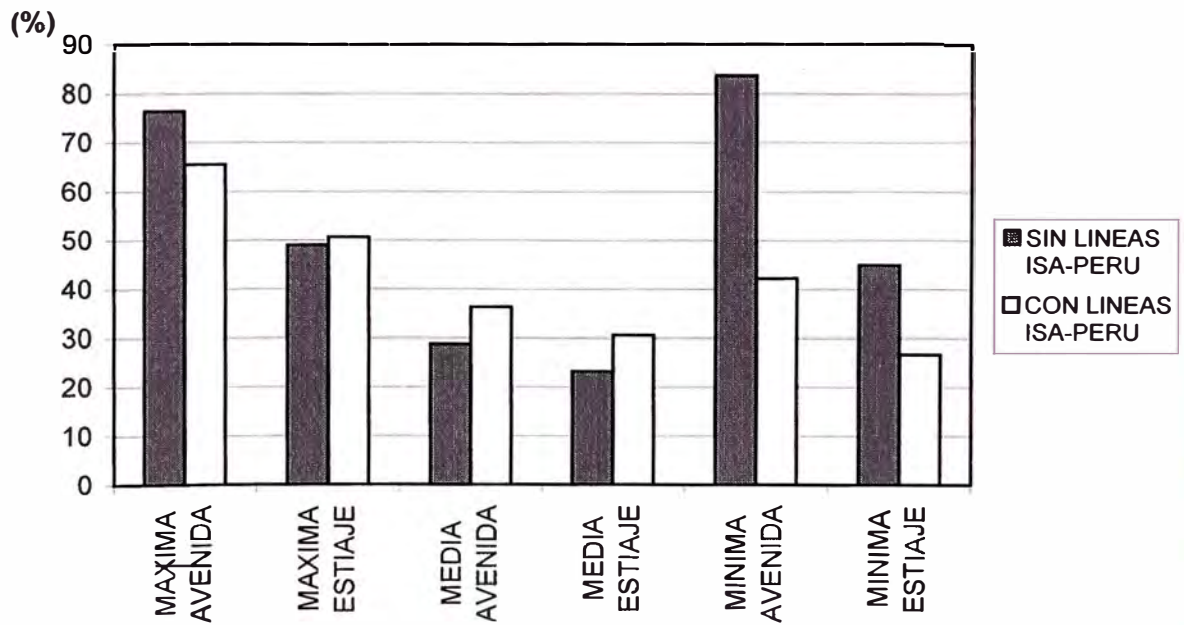


Anexo 5.1

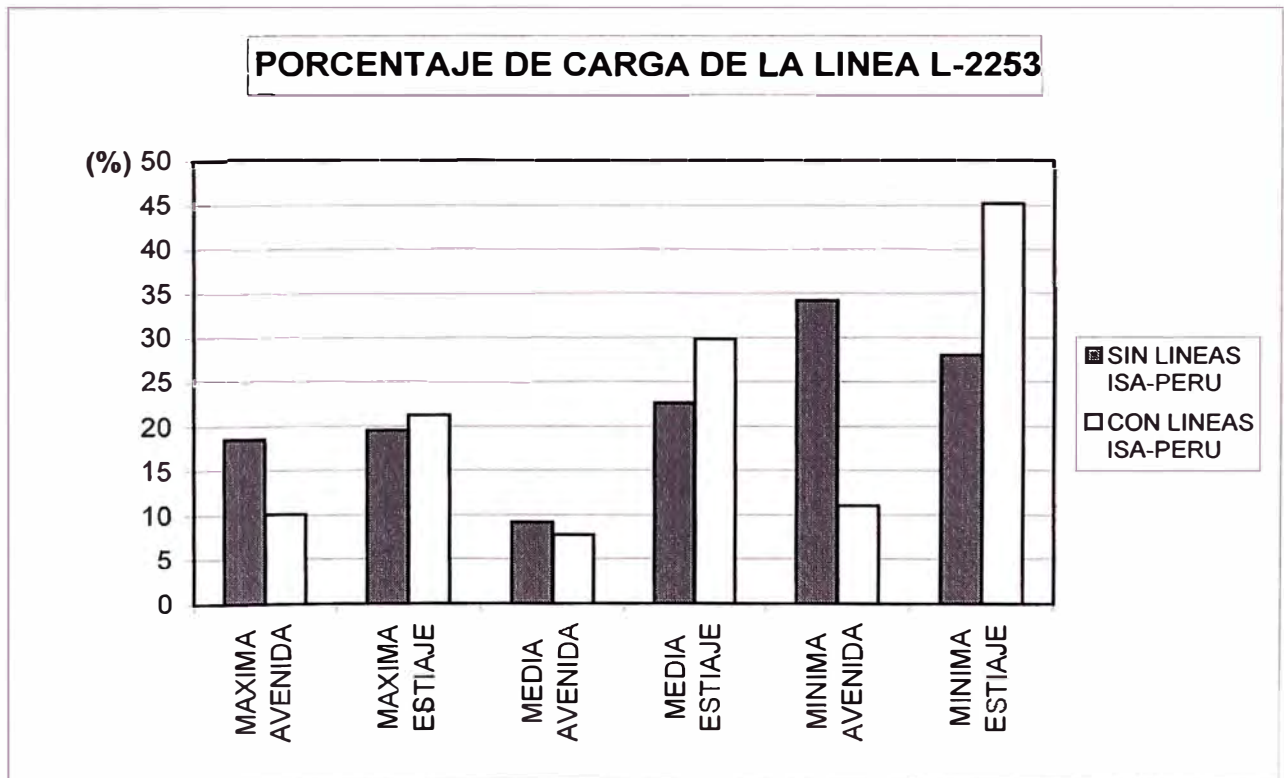
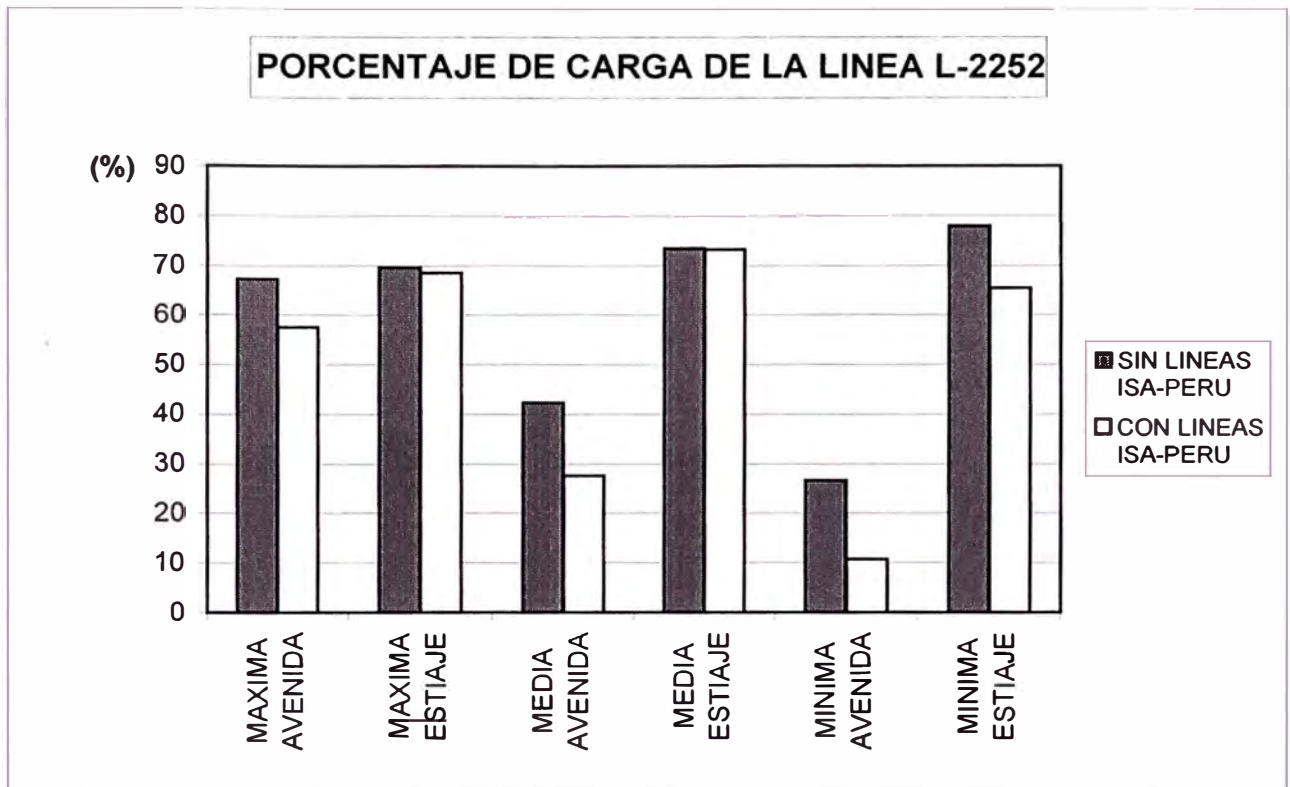
PORCENTAJE DE CARGA DE LA LINEA L-2212



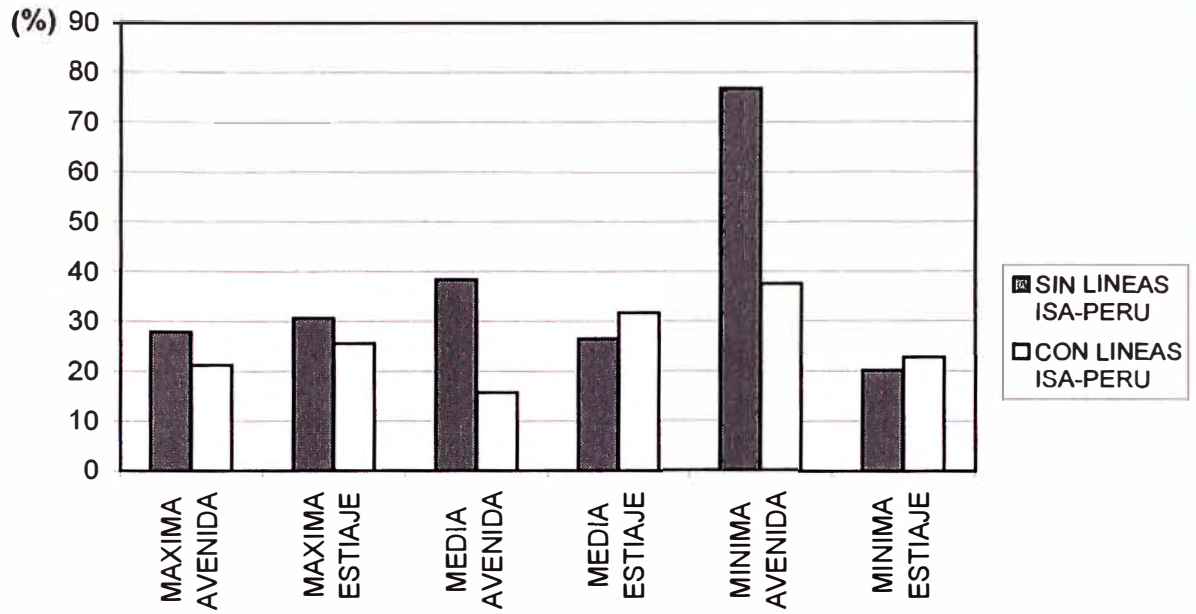
PORCENTAJE DE CARGA DE LA LINEA L-2213



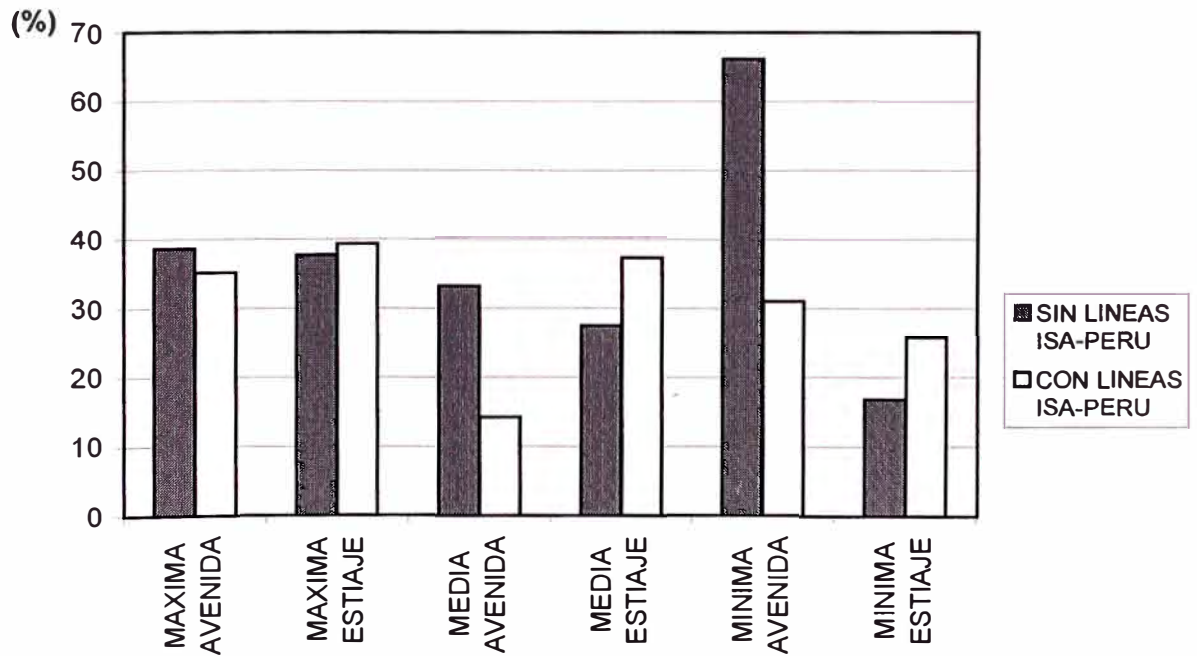
Anexo 5.1



PORCENTAJE DE CARGA DE LA LINEA L-1120

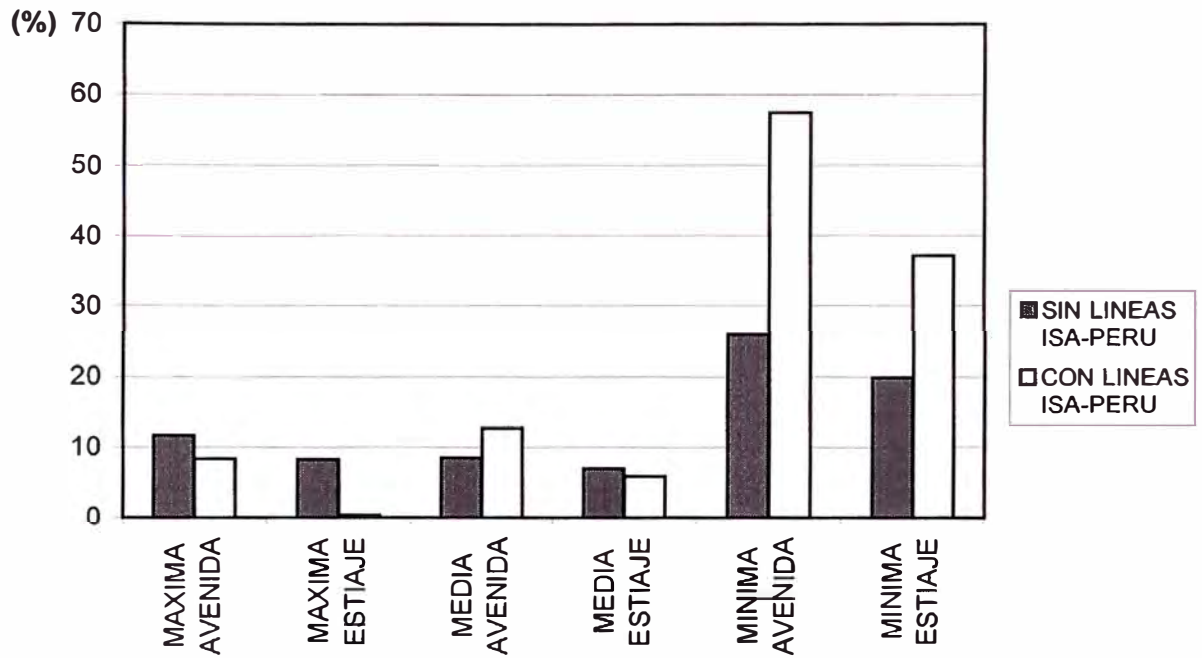


PORCENTAJE DE CARGA DE LA LINEA L-1121



Anexo 5.1

PORCENTAJE DE CARGA DE LA LINEA L-2224

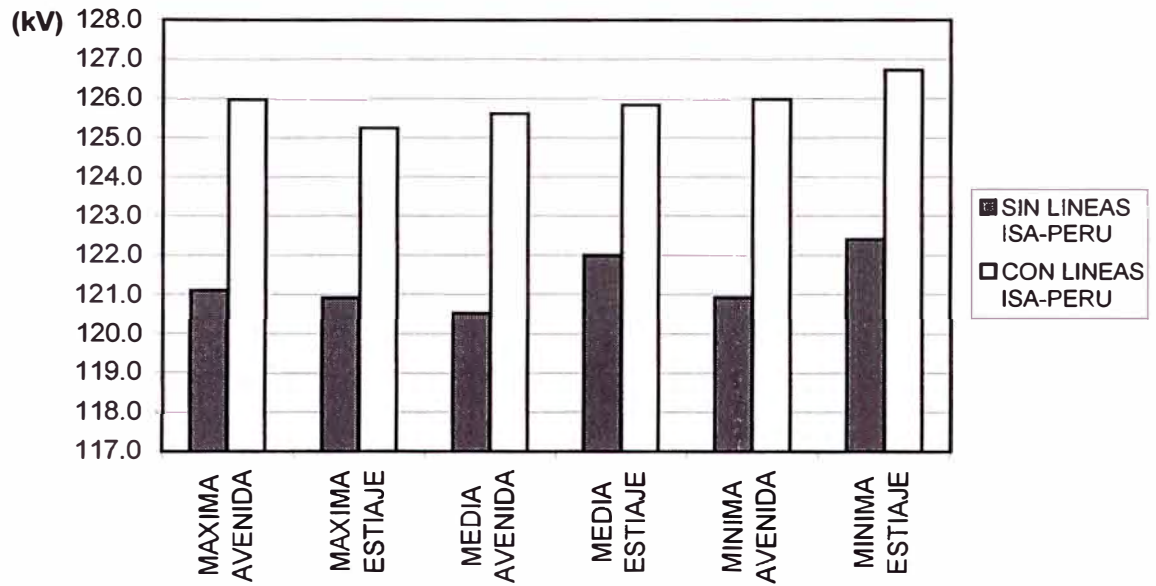


ANEXO 5.2

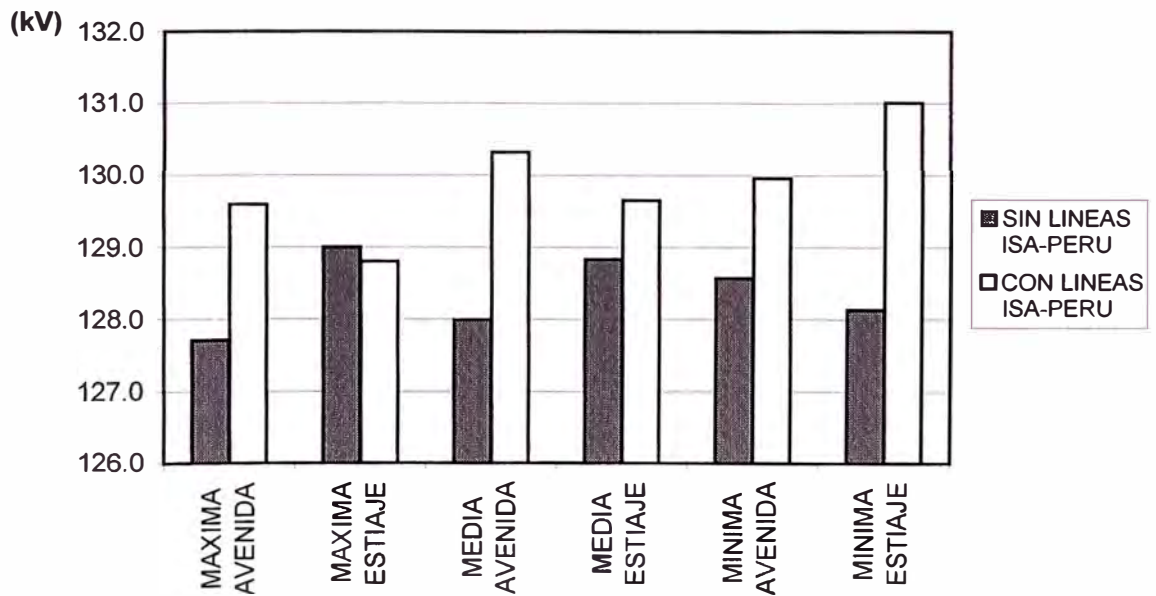
**TENSION EN BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL AREA DE
INFLUENCIA DEL PROYECTO ISA-PERU**

Anexo 5.2

TENSION EN LA SUBESTACION PARAGSHA 2 EN 138kV



TENSION EN LA SUBESTACION HUANUCO EN 138kV



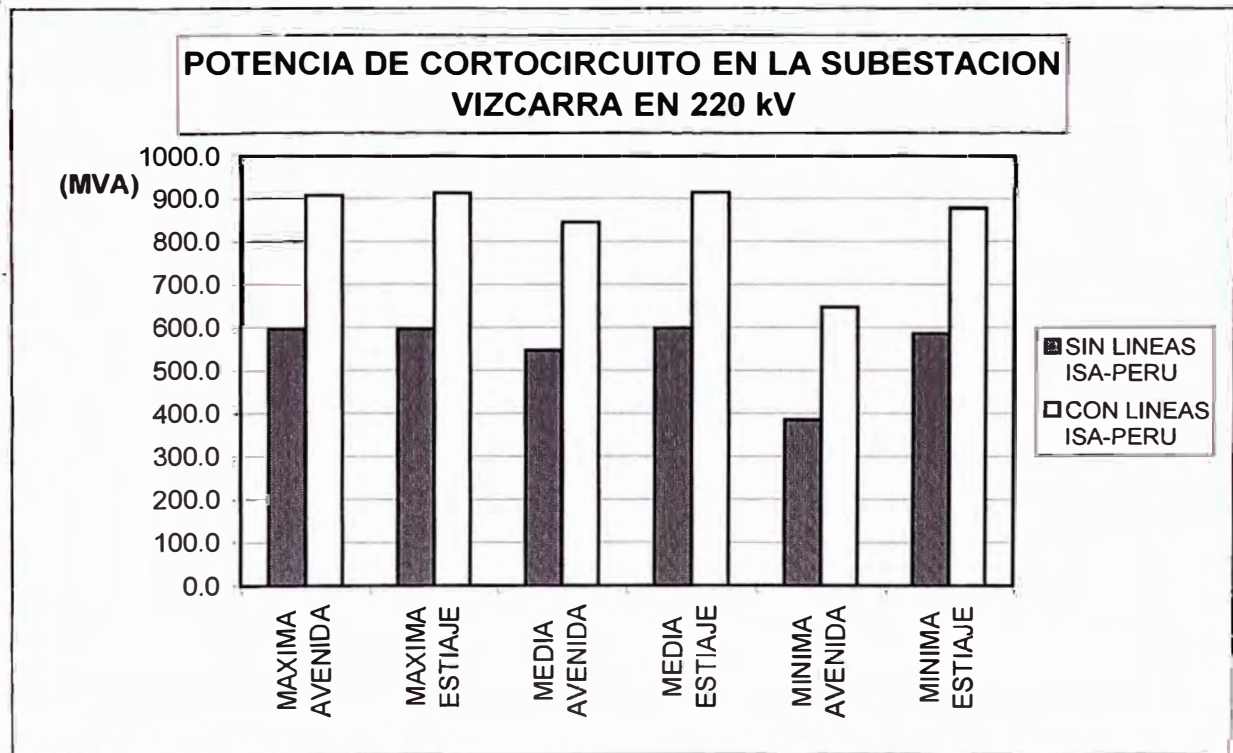
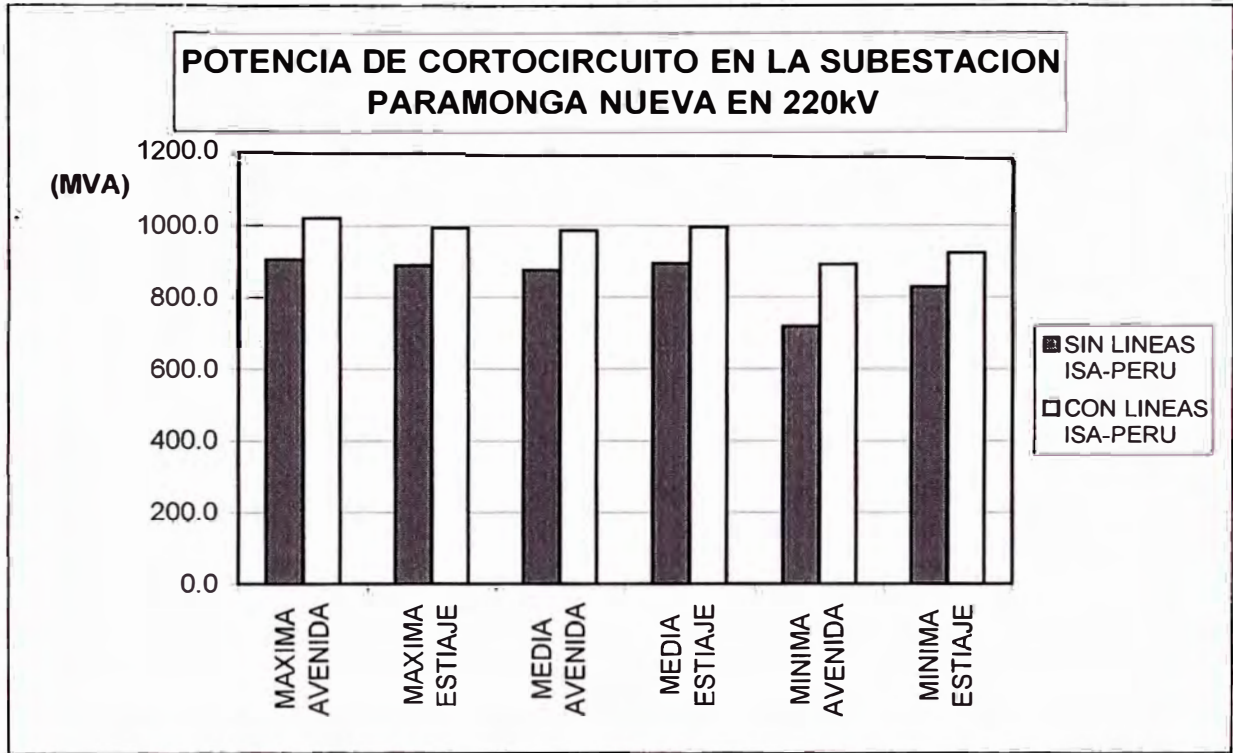
ANEXO 5.3

POTENCIA DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO EN LAS

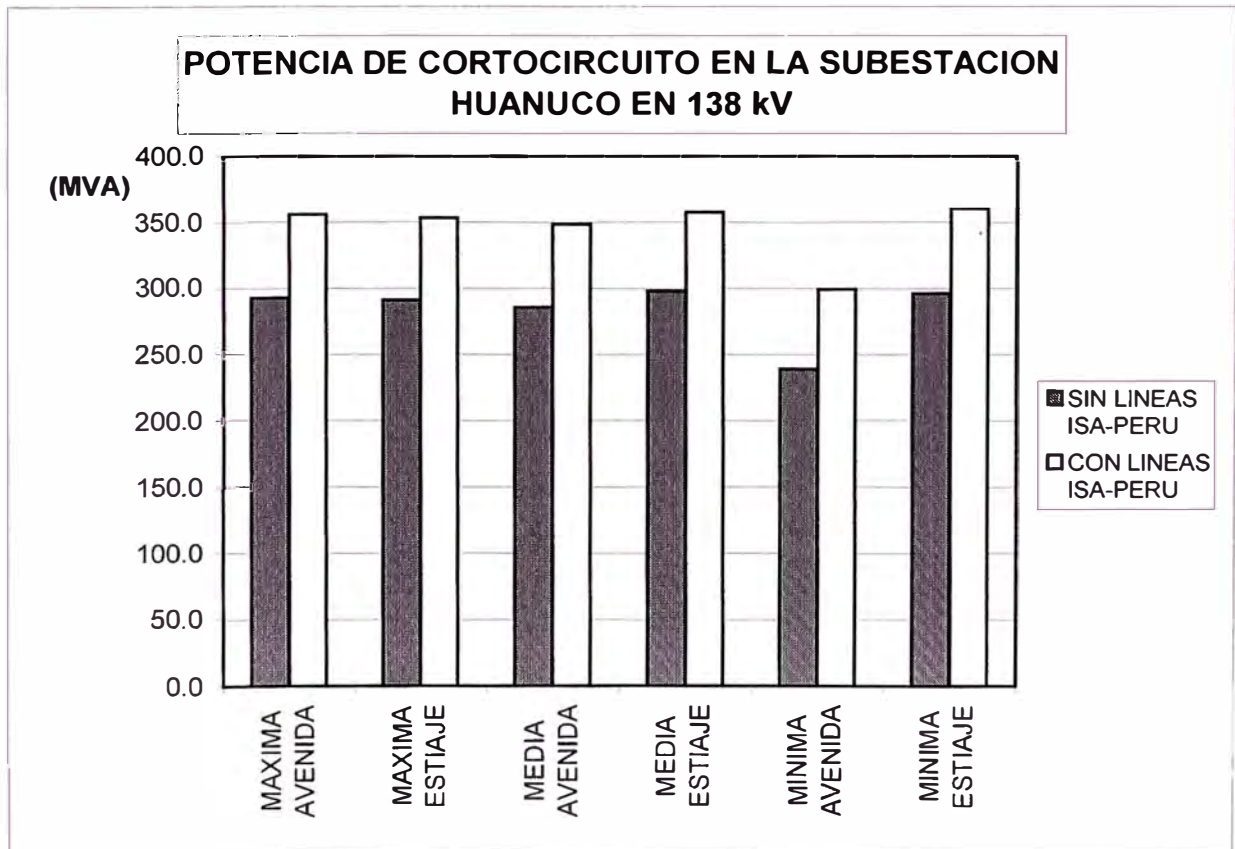
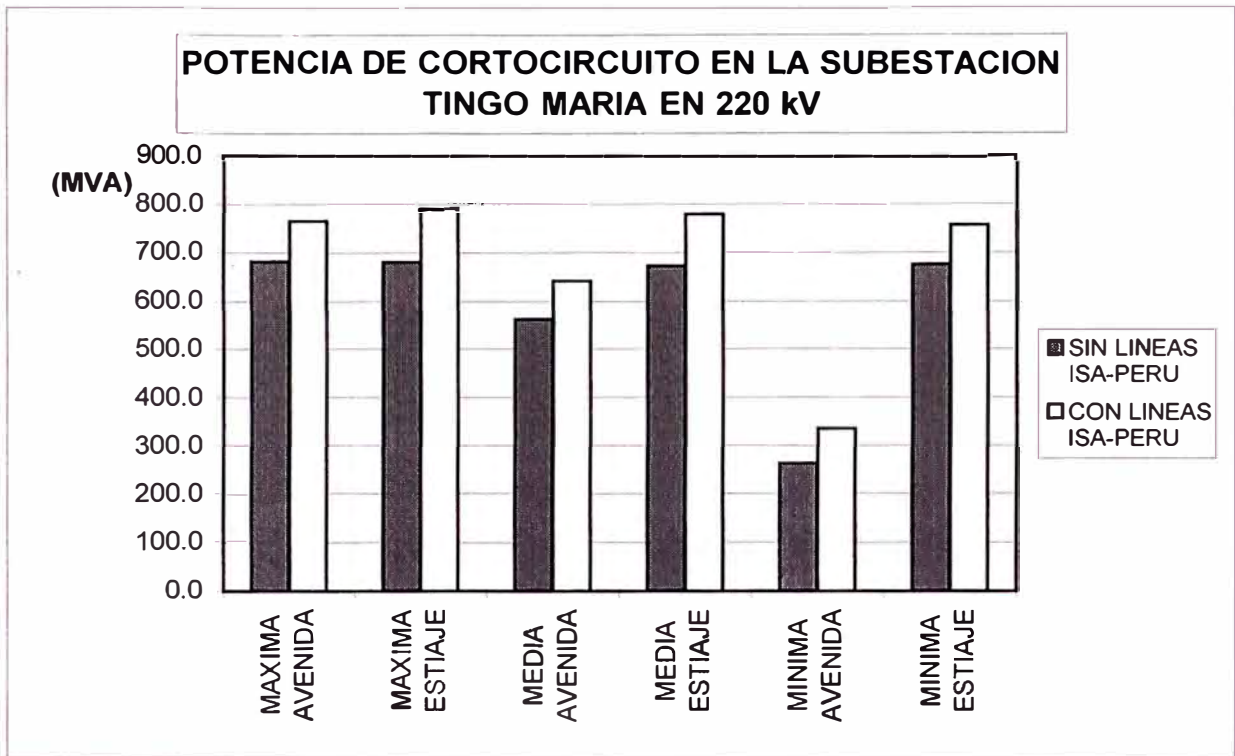
SUBESTACIONES DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

ISA-PERU

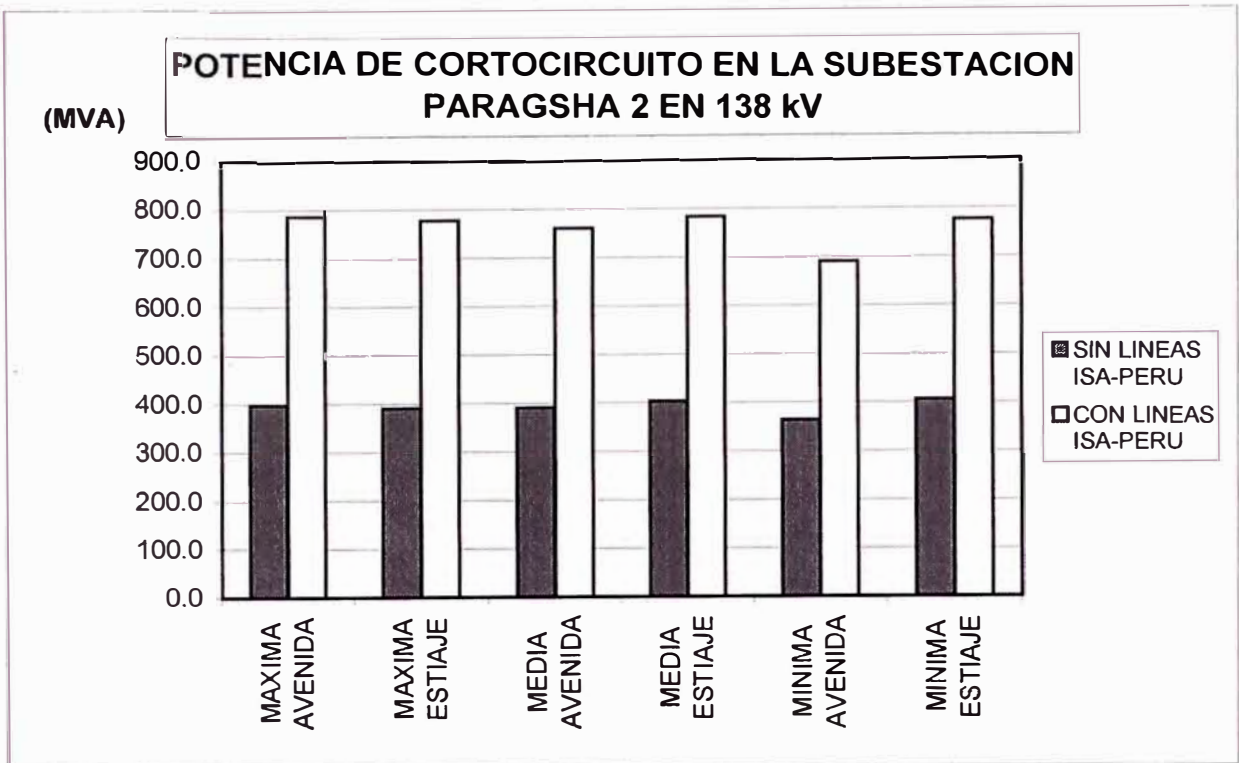
Anexo 5.3



Anexo 5.3



Anexo 5.3



BIBLIOGRAFIA

- [1] COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Estadística de Operaciones del Año 2004
- [2] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DEL PERU. Plan Referencial De Electricidad 2003-2012
- [3] COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Procedimiento para la Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional. Año 2001
- [4] COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION TRANSENER S.A. Estudio de Coordinación de la Protección del Sistema Interconectado Nacional del Perú. Año 2004
- [5] ING. FRANCISCO TORRES GARCIA. Análisis de un Caso de Resonancia a Frecuencia Industrial en el Sistema Eléctrico Peruano. Año 2004
- [6] COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Plan de Contingencias del Area Centro del SEIN - Característica de Operación del Subsistema Electroandes. Año 2005
- [7] COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Evaluación de la Operación Aislada del Area Norte del SEIN y el Efecto de la Carga de Siderperú. Año 2004
- [8] COMITÉ DE TRABAJO DE ANALISIS DE FALLAS DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Informe Técnico EV-66 del año 2001
- [9] EMPRESA DE TRANSMISION ETESELVA. Ajustes del esquema de rechazo de Generación (AGR) en la SE. Tingo María de ETESELVA. Año 2005
- [10] COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Plan de Contingencias del Area Centro del SEIN - Característica de Operación de Antamina. Año 2005