



Comisión

Nacional

de Energía

PROPUESTA DE VALORES PARA LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS ZONALES A UTILIZAR EN EL CÁLCULO DEL INCENTIVO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

9 de diciembre de 2010

PROPUESTA DE VALORES PARA LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS ZONALES A UTILIZAR EN EL CÁLCULO DEL INCENTIVO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

De conformidad con lo establecido en la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 9 de diciembre de 2010 ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 OBJETO

El presente documento tiene por objeto cumplimentar el Mandato a la Comisión Nacional de Energía (CNE) establecido en el artículo 5 de la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, según el cual la CNE debe:

“...//... realizar una propuesta de coeficientes de zonales que incrementen o minoren respecto a la media los coeficientes estándar de pérdidas apoyándose en el Modelo de Red de Referencia. ...//... Estos coeficientes deberán ser horarios o al menos punta y valle, de tal forma que recojan los diferentes tipos de zonas de distribución.”

Estos coeficientes serán utilizados en el cálculo de las pérdidas objetivo que, a su vez, por diferencias con las pérdidas reales, definirán el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas que se aplicará en la retribución de las empresas distribuidoras.

2 ANTECEDENTES

Con objeto de cumplir el referido Mandato, se encargó al Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas, la realización de un estudio

sobre los coeficientes zonales de pérdidas utilizando el Modelo de Red de Referencia (MRR). Al efecto, se adjunta como ANEXO I el documento “Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales. Versión 3.5.”, de noviembre de 2010, elaborado por el IIT.

Para realizar dicho estudio ha sido necesario obtener, por una parte, el grado de utilización de la generación conectada a las redes de distribución y, por otra, el factor de carga del consumo, para todos los escenarios a simular con el MRR. Para ello, con fecha 27 de septiembre de 2010 se remitió oficio a REE solicitando información relativa a la generación y el consumo de los años 2007 y 2008. Con fecha 28 de octubre de 2010 REE remitió la información solicitada (ANEXO II).

3 NORMATIVA APLICABLE

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica
- Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica
- Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

4 METODOLOGÍA

En este informe se detalla el cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales, cuya finalidad no es otra que incrementar o minorar los coeficientes estándares de pérdidas respecto a la media, para tener en cuenta las especificidades de los distintos mercados de distribución que tienen que atender cada empresa distribuidora.

Estos coeficientes intervendrán en el cálculo de las pérdidas objetivo que, por diferencias con las pérdidas reales, definirán el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas que se aplicará en la retribución de las empresas distribuidoras.

De acuerdo con la fórmula establecida en la citada Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, las pérdidas objetivo serán:

$$E_{objj}^h = \sum_{consumidores} (E_{consumidores}^h \cdot (1 + K_i^h) \cdot K_{zona_cliente}^h) - \sum_{consumidores} E_{consumidores}^h - E_{transp}^h \cdot F_j^h$$

Siendo:

E_{objj}^h Energía que se establece como objetivo de pérdidas a la empresa distribuidora j en la hora h, medida en kWh

$E_{consumidores}^h$ Energía horaria de cada uno de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora j, expresada en kWh, medida en contador del consumidor. Para los consumidores que no se disponga de medidas reales horarias, se tomarán los datos horario aplicando los perfiles tipo establecidos en la normativa.

K_i^h Coeficiente horario de pérdidas objetivo para la elevación hasta barras de central para cada tipo de consumidor i. Estos coeficientes, serán los coeficientes de pérdidas estándar recogidos en la normativa vigente.

$K_{zona_cliente}^h$ Coeficiente de pérdidas zonal que mayor o menor respecto a la media los coeficientes estándar de pérdidas para cada hora h.

E_{transp}^h Energía perdida en la red de transporte en la hora h, medida en kWh.

F_j^h Factor de reparto para la empresa distribuidora j de la energía perdida en la hora h en la red de transporte. Este factor de reparto se obtiene de calcular el cociente entre la energía facturada en la hora h a los consumidores conectados a la empresa distribuidora j y a los consumidores de empresas distribuidoras k conectadas a las redes de distribución de la empresa j y el total de energía facturada en el sistema. Este coeficiente se calculará mediante aplicación de la siguiente fórmula:

$$F_j^h = \frac{\left(\sum_{\text{consumidores de } j} E_{\text{consumidores}}^h \right)}{\sum_{\text{consumidores de sistema}} E_{\text{consumidores}}^h}$$

Los coeficientes $K_{\text{zona_cliente}}^h$ se obtienen despejándolos de la anterior fórmula:

$$K_{\text{zona_cliente}}^h = \frac{(E_{\text{obj zona_clientes}}^h) + \sum_{\text{consumidores}} E_{\text{consumidores}}^h + E_{\text{transp}}^h \cdot F_j^h}{\sum_{\text{consumidores}} (E_{\text{consumidores}}^h \cdot (1 + K_i^h))}$$

Mediante la utilización del MRR se calcularán las pérdidas objetivo, $E_{\text{obj } j}^h$, para lo cual se ha partido de las siguientes hipótesis: dos escenarios, punta y valle, y la consideración como zonas de distribución las correspondientes a cada una de las empresas distribuidoras. Asimismo, para la modelización de la red se han utilizado para cada empresa distribuidora un factor de consumo, tanto punta como valle, afectado de los correspondientes coeficientes de simultaneidad. Igualmente, se han utilizado unos factores de utilización, para cada empresa distribuidora y para cada tipo de tecnología, de la generación distribuida, para ambos escenarios. Finalmente, con respecto a las pérdidas de transporte, dado que no están incluidas en el MRR, a efectos de su cálculo deben realizarse otra hipótesis que consiste en que sean un tanto por uno de la energía consumida por los clientes más las pérdidas totales, considerando un coeficientes de pérdidas correspondiente al asignado normativamente para el rango de tensión > 145 kV.

Con las hipótesis anteriores, se van a obtener unos coeficientes zonales para cada una de las empresas, que incrementarán o minorarán los coeficientes estándares de pérdidas respecto a la media, para tener en cuenta las especificidades de los distintos mercados de distribución que tienen que atender cada empresa distribuidora. Cabe destacar que las pérdidas objetivo son únicamente pérdidas de origen técnico en la red de distribución, dado que son las únicas que tiene en consideración el mencionado MRR.

5 CONSIDERACIONES

PRIMERA.- En el Mandato a la CNE se indica que se debe realizar una propuesta de coeficientes zonales horarios, o al menos punta y valle. Al respecto, por indisponibilidad de la información necesaria –curvas de carga horarias de todos y cada uno de los consumidores y generadores conectados a las redes de distribución- y por la ingente utilización que se requeriría al MRR -8.760 simulaciones a nivel nacional-, se ha descartado simular situaciones para todas las horas del año, entendiéndose que, en lo referente a las pérdidas, la utilización de dos periodos, punta y valle, resulta suficiente para una primera aproximación de los coeficientes zonales que incrementen o minoren, respecto a la media, los coeficientes estándar de pérdidas. Por lo tanto, se van a considerar coeficientes zonales correspondientes a los periodos punta y valle según se definen en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, según la redacción dada en el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, es decir:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	0-11 h 21-24 h	12-22 h	0-12 h 22-24 h

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

SEGUNDA.- El objetivo de los coeficientes zonales, según se establece en la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, es que incrementen o minoren respecto a la media los coeficientes de pérdidas estándar, para las distintas zonas de distribución. Con el objeto de simplificar el cálculo tanto de los coeficientes zonales, como del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas, en la presente propuesta se han considerado como zonas de distribución las correspondientes a cada una de las empresas distribuidoras.

TERCERA.- En aplicación del punto 4 del artículo 8 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, el incentivo/penalización para la reducción de pérdidas, únicamente aplica a aquellas empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

CUARTA.- Respecto a los territorios insulares, cuyas redes de distribución pertenecen a ENDESA, no se dispone de información suficiente para calcular las pérdidas de distribución reales en estas zonas. Por lo tanto, no va a ser posible tener en cuenta los territorios insulares para el cálculo de los coeficientes zonales de pérdidas. Por este motivo, para la obtención de los coeficientes zonales, no se van a tener en cuenta las ejecuciones del MRR en los territorios insulares.

6 PROCEDIMIENTO SEGUIDO

6.1 *Parámetros para configuración del MRR*

Para obtener los coeficientes zonales utilizando el MRR es necesario definir un escenario para cada uno de los periodos punta y valle. Estos escenarios se definen con dos tipos de parámetros: el factor o coeficiente de utilización de la generación distribuida y el factor o coeficiente de carga del consumo.

Utilizando los coeficientes de utilización y la potencia instalada de cada generador conectado a las redes de distribución, así como los coeficientes de carga del consumo, coeficientes de simultaneidad y la potencia contratada por cada consumidor, se configura cual es la generación distribuida y la carga en cada uno de los escenarios.

Los coeficientes de simultaneidad utilizados son los recogidos en la siguiente tabla:

Nivel de tensión	Coeficiente de simultaneidad
BT	0,4
MT	0,8
AT	1

6.1.1 Coeficientes de utilización de generación distribuida

Para disponer de los valores de los factores de utilización de la generación distribuida, mediante oficio de 18 de octubre de 2010 se solicitó a REE la energía generada, durante los años 2007 y 2008, por cada una de las tecnologías de régimen especial y régimen ordinario en cada uno de los periodos punta y valle. Como potencia se han utilizado los datos de potencia instalada a final de cada uno de los dos años, disponibles en la CNE. De acuerdo con la información disponible, se obtienen los siguientes factores de utilización:

FACTOR DE UTILIZACION

2007 punta	RE TERMICO	RE EOLICO	RE HID	RE SOLAR
END	0,36	0,22	0,19	0,10
HCD	0,39	0,16	0,21	0,11
IBED	0,27	0,21	0,18	0,10
UFD	0,30	0,23	0,16	0,12
VIDE	0,26	0,26	0,28	0,16
2007 valle	RE TERMICO	RE EOLICO	RE HID	RE SOLAR
END	0,34	0,21	0,17	0,04
HCD	0,36	0,17	0,18	0,05
IBED	0,25	0,19	0,18	0,03
UFD	0,27	0,24	0,12	0,09
VIDE	0,25	0,26	0,26	0,04
2008 punta	RE TERMICO	RE EOLICO	RE HID	RE SOLAR
END	0,45	0,24	0,29	0,12
HCD	0,55	0,22	0,34	0,14
IBED	0,36	0,23	0,25	0,16
UFD	0,38	0,23	0,29	0,15
VIDE	0,31	0,22	0,30	0,18
2008 valle	RE TERMICO	RE EOLICO	RE HID	RE SOLAR
END	0,44	0,21	0,27	0,03
HCD	0,73	0,36	0,45	0,06
IBED	0,48	0,30	0,34	0,06
UFD	0,48	0,33	0,33	0,06
VIDE	0,43	0,32	0,42	0,06

6.1.2 Coeficientes de carga

Los coeficientes de carga punta y valle se utilizan para simular dichos escenarios, de manera que la potencia consumida que utiliza el MRR se obtiene a partir de la potencia contratada, los coeficientes de simultaneidad y estos coeficientes de carga del escenario que corresponda.

Con el objeto de obtener estos valores para cada una de las empresas distribuidoras, se solicitó a REE la energía consumida por los clientes conectados a las redes de cada empresa distribuidora, distinguiendo las horas punta y valle, durante los años 2007 y 2008. A partir de estos valores y del número de horas punta y valle de cada año, se obtienen las potencias medias para cada escenario, que se muestran en la siguiente tabla:

UNIDAD	año	Suma de Cons Punta	Suma de Cons Valle	Potencia Punta	Potencia Valle
ENDDC01	2007	45.691.001.076	53.325.727.607	12.518.082	10.435.563
	2008	47.076.183.575	55.099.022.246	12.764.692	10.812.210
Total ENDDC01		92.767.184.651	108.424.749.853		
HCD	2007	4.305.798.601	5.590.322.201	1.179.671	1.093.997
	2008	4.380.800.990	5.665.308.248	1.187.853	1.111.717
Total HCD		8.686.599.591	11.255.630.449		
IBED	2007	45.958.109.607	54.770.165.188	12.591.263	10.718.232
	2008	47.214.795.221	56.034.578.607	12.802.276	10.995.796
Total IBED		93.172.904.828	110.804.743.795		
UFD	2007	16.212.897.141	20.621.235.008	4.441.890	4.035.467
	2008	17.204.618.927	21.697.205.642	4.665.027	4.257.693
Total UFD		33.417.516.068	42.318.440.650		
VIED	2007	2.384.732.370	3.200.905.015	653.351	626.400
	2008	2.523.532.905	3.380.571.313	684.255	663.377
Total VIED		4.908.265.275	6.581.476.328		

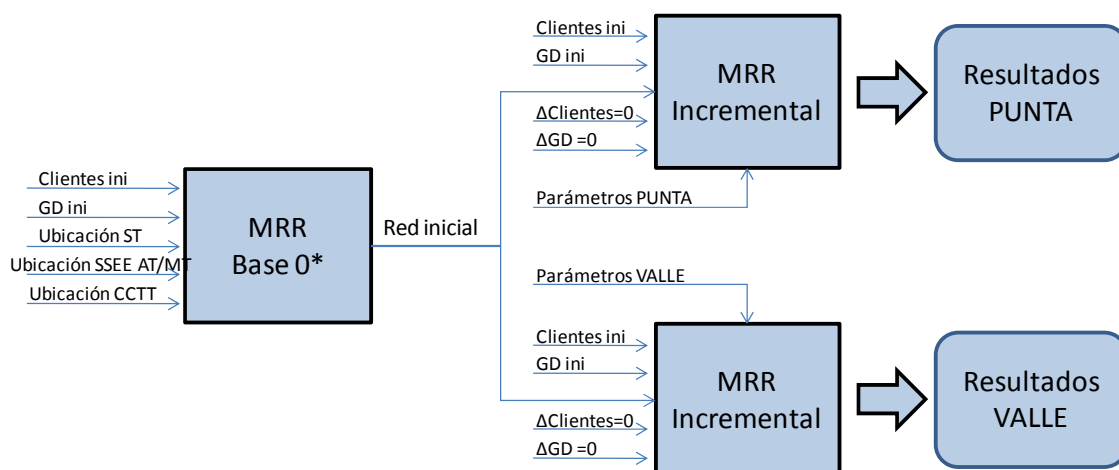
Igualmente, con la finalidad de obtener los factores de carga punta y valle se ha procedido a dividir las potencias punta y valle consumidas entre las potencias contratadas declaradas por las empresas distribuidoras a la CNE en virtud de las Circular emitidas al respecto. En la siguiente tabla se muestran los factores resultantes de carga punta y valle que se utilizarán como parámetros de entrada en las ejecuciones del MRR:

UNIDAD	año	Coefici. Punta	Coefici. Valle
ENDDC01	2007	0,40	0,34
	2008	0,48	0,41
HCD	2007	0,69	0,64
	2008	0,68	0,64
IBED	2007	0,42	0,35
	2008	0,41	0,36
UFD	2007	0,57	0,51
	2008	0,52	0,47
VIED	2007	0,52	0,50
	2008	0,46	0,45

6.2 Ejecuciones del MRR

Se han realizado ejecuciones del MRR para cada par empresa–provincia y para los años 2007 (con información de la Circular 2/2008) y 2008 (con información de la Circular 3/2009).

Los trabajos realizados se muestran en el siguiente esquema:



Fuente: Documento IIT – ANEXO I

Para cada una de estas ejecuciones se han obtenido las pérdidas que se producen en la red de distribución, distinguiendo entre líneas de baja tensión, centros de transformación, líneas de media tensión, subestaciones y líneas de alta tensión.

6.3 Cálculo de los coeficientes zonales. Escenarios punta y valle.

Según la citada Orden, la CNE tiene como Mandato la elaboración de una propuesta de coeficientes zonales. Dichos coeficientes se utilizarán en el cálculo de las pérdidas objetivo según la siguiente fórmula dada en el artículo 3 de la Orden ITC/2524/2009 de 8 de septiembre:

$$Eobj_j^h = \sum_{consumidores} (E_{consumidores}^h \cdot (1 + K_i^h) \cdot K_{zona_cliente}^h) - \sum_{consumidores} E_{consumidores}^h - E_{transp}^h \cdot F_j^h$$

Por lo tanto, para el cálculo de los coeficientes zonales, se ha supuesto que las pérdidas objetivo son las calculadas por el MRR y, despejando en la fórmula anterior, se ha obtenido un valor de $K_{zona_cliente}$ para cada par empresa–provincia y escenario punta y valle.

$$K_{zona_cliente}^h = \frac{(Eobj_{zona_clientes}^h) + \sum_{consumidores} E_{consumidores}^h + E_{transp}^h \cdot F_j^h}{\sum_{consumidores} (E_{consumidores}^h \cdot (1 + K_i^h))}$$

Tal y como se detalla en el ANEXO I del presente Informe, en este proceso ha sido necesario utilizar los coeficientes de pérdidas estándares, para elevar los consumos a barras de central, que se establecen en el Anexo IV de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre. También es necesario conocer las pérdidas en transporte originadas por los consumos. Como el MRR no proporciona esta información, se ha optado por estimarlas teniendo en cuenta la siguiente hipótesis. Se va a suponer que las mismas son un porcentaje de la energía consumida por los clientes más la energía de pérdidas en las redes obtenida mediante la utilización de los coeficientes estándares; dicho porcentaje se corresponde con el coeficiente de pérdidas, punta y valle según el escenario, de un consumo en muy alta tensión.

A partir de toda esta información y despejando en la ecuación la $K_{\text{zona cliente}}$, ha sido posible obtener los coeficientes punta y valle para cada uno de los pares empresa-provincia, que es posible consultar en el ANEXO I. Se trata, en general, de valores por debajo de la unidad. Ello se debe a que el MRR no está trabajando con redes completamente reales. La ubicación de los puntos consumos, los centros de transformación, las subestaciones y la generación es la real pero, a partir de éstos, el MRR desarrolla una red 'teórica' en la que uno de los parámetros de diseño es minimizar, precisamente, las pérdidas.

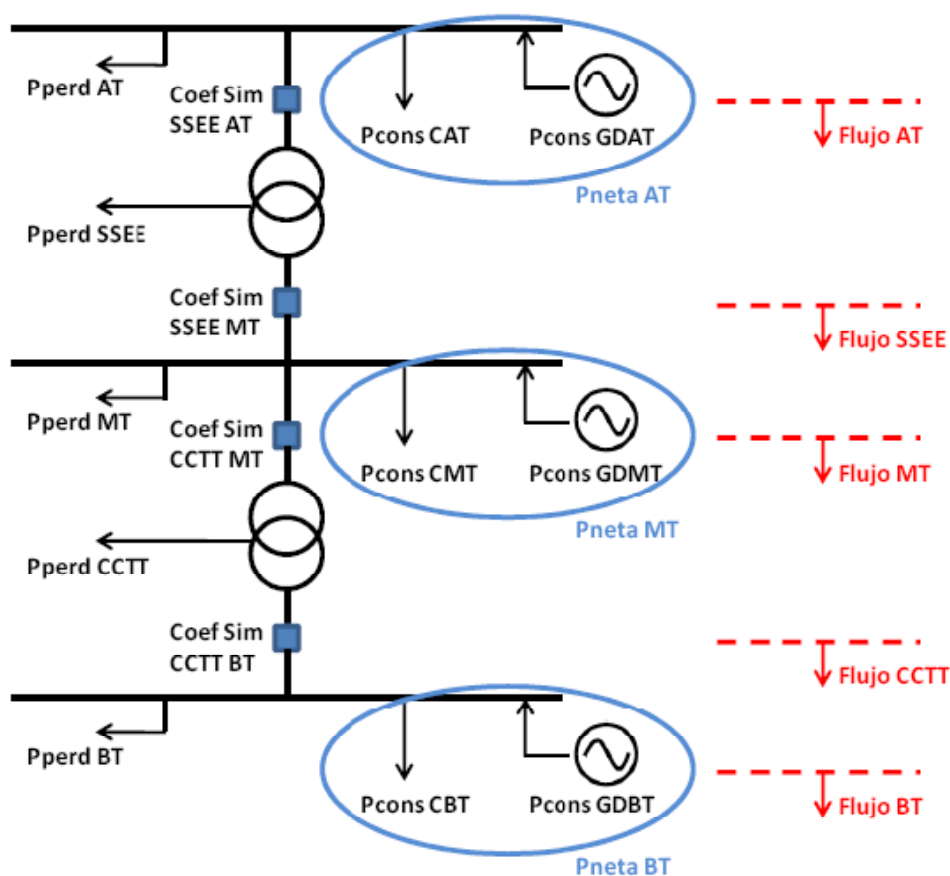
Por lo tanto para obtener unos valores de coeficientes zonales centrados en "1", que vengan verdaderamente a incrementar o minorar respecto a la media los coeficientes estándares de pérdidas, se han corregido los valores obtenidos utilizando un valor medio ponderado, teniendo en cuenta todos los casos, para el escenario punta y para el escenario valle. Estos resultados a nivel empresa-provincia se pueden consultar en el ANEXO I.

6.4 Resultados obtenidos

Tal y como se ha indicado anteriormente, se van a considerar como zonas de distribución las correspondientes a cada una de las empresas distribuidoras, sin tener en cuenta los territorios insulares. A continuación se muestra, para cada periodo punta y valle y para cada una de las empresas distribuidoras, los consumos supuestos, los coeficientes zonales correspondientes y los coeficientes zonales una vez corregidos con la media ponderada.

ESCENARIO PUNTA 2008						
Empresa	Consumo BT (kW)	Consumo MT (kW)	Consumo AT(kW)	Pérdidas (kW)	K	K ponderada
ENDESA	8.302.545	3.550.669	836.353	346.390	0,939279353	0,997472704
EON	455.494	219.017	177.477	20.210	0,946480596	1,005120102
GAS NATURAL - FENOSA	2.882.934	1.555.700	493.392	122.433	0,94201775	1,000380759
HIDROCANTÁBRICO	658.409	310.527	220.324	32.343	0,947999313	1,006732911
IBERDROLA	6.816.616	4.564.515	1.299.087	287.932	0,94300392	1,001428028
ESCENARIO VALLE 2008						
Empresa	Consumo BT (kW)	Consumo MT (kW)	Consumo AT(kW)	Pérdidas (kW)	K	K ponderada
ENDESA	7.091.757	3.032.865	714.386	280.634	0,937993728	0,996823824
EON	445.591	214.256	173.619	20.512	0,947303032	1,006716999
GAS NATURAL - FENOSA	2.605.729	1.406.115	445.952	105.503	0,940954264	0,999970042
HIDROCANTÁBRICO	619.680	292.261	207.364	29.370	0,947116637	1,006518913
IBERDROLA	5.985.320	4.007.866	1.140.661	250.839	0,942840002	1,001974051
ESCENARIO PUNTA 2007						
Empresa	Consumo BT (kW)	Consumo MT (kW)	Consumo AT(kW)	Pérdidas (kW)	K	K ponderada
ENDESA	8.351.806	3.521.204	547.163	303.946	0,935120904	0,99497843
EON	476.813	209.871	131.123	21.385	0,944664837	1,005133275
GAS NATURAL - FENOSA	2.774.946	1.515.551	405.017	120.565	0,942101868	1,002406249
HIDROCANTÁBRICO	639.202	310.528	225.154	32.442	0,94912	1,009873615
IBERDROLA	7.013.467	4.453.913	1.270.998	293.939	0,942484849	1,002813745
ESCENARIO VALLE 2007						
Empresa	Consumo BT (kW)	Consumo MT (kW)	Consumo AT(kW)	Pérdidas (kW)	K	K ponderada
ENDESA	7.099.036	2.993.022	465.090	246.615	0,934105927	0,994988469
EON	458.475	201.799	126.080	20.433	0,944513172	1,006074031
GAS NATURAL - FENOSA	2.482.849	1.356.021	362.385	101.818	0,940777844	1,002095244
HIDROCANTÁBRICO	592.884	288.025	208.838	28.606	0,947861208	1,009640283
IBERDROLA	5.844.557	3.711.593	1.059.165	232.483	0,941402993	1,002761139

Asimismo, a continuación se muestra el esquema de cálculo utilizado para obtener el flujo de la potencia real que fluye en cada uno de los escalones que forman parte de la red de distribución, así como los factores responsables de los distintos valores de pérdidas en dichos escalones de tensión.



Tal y como se muestra en la figura anterior, las pérdidas totales se obtienen como resultado de elevar todo el consumo real de la red de distribución hasta el punto frontera entre transporte y distribución, calculados a partir de los resultados proporcionados por el MRR. Dado que los MRR son modelos de planificación, al planificar la red se han utilizado los diferentes coeficientes de simultaneidad del consumo para dimensionar adecuadamente los elementos que la constituyen.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se muestra para cada período punta y valle, y para cada una de las empresas distribuidoras, las pérdidas calculadas por el MRR. Dichos coeficientes de pérdidas están calculados respecto al consumo total.

Empresa	2007	
	% Pérdidas punta	% Pérdidas valle
ENDESA	4,01%	3,87%
EON	5,74%	5,66%
GAS NATURAL - FENOSA	4,48%	4,24%
HIDROCANTÁBRICO	5,13%	4,89%
IBERDROLA	4,13%	3,95%
Empresa	2008	
	% Pérdidas punta	% Pérdidas valle
ENDESA	4,45%	4,23%
EON	5,08%	6,36%
GAS NATURAL - FENOSA	4,43%	4,31%
HIDROCANTÁBRICO	5,04%	4,95%
IBERDROLA	4,25%	4,37%

7 PROPUESTA DE COEFICIENTES ZONALES

En los resultados mostrados en el punto anterior se puede comprobar que los coeficientes calculados con los datos de 2007 y 2008 son muy semejantes. Por lo tanto, se propone utilizar la media de los coeficientes calculados con los datos de 2007 y de 2008. Dichos **coeficientes zonales** son los que se muestran en la siguiente tabla.

Empresa	K PUNTA	K VALLE
ENDESA	0,99622557	0,99590615
EON	1,00512669	1,00639551
GAS NATURAL - FENOSA	1,00139350	1,00103264
HIDROCANTÁBRICO	1,00830326	1,00807960
IBERDROLA	1,00212089	1,00236759



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I



INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS ZONALES

Preparado por el IIT para CNE

Madrid, noviembre de 2010

Versión: 3.5

Equipo IIT: Luis González, Carlos Mateo, Álvaro Sánchez, Javier Reneses, Michel Rivier,
Tomás Gómez

Equipo CNE: Luis Maqueda, Ana Orbea

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS ZONALES	3
2.1	LEGISLACIÓN VIGENTE	3
2.2	METODOLOGÍA DE CÁLCULO	6
2.3	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	10
3.	TABLAS DE RESULTADOS	15
3.1	COEFICIENTES DE PÉRDIDAS ZONALES	15
4.	ANEXO I: PARÁMETROS DE ENTRADA	18
4.1	COEFICIENTES DE SIMULTANEIDAD	18
4.2	PARÁMETROS DEL ESCENARIO DE PUNTA	18
4.3	PARÁMETROS DEL ESCENARIO DE VALLE	19
5.	ANEXO II: RESULTADOS CON DATOS DEL EJERCICIO 2007	20
5.1	COEFICIENTES DE PÉRDIDAS ZONALES	21
5.2	PARÁMETROS DEL ESCENARIO DE PUNTA	23
5.3	PARÁMETROS DEL ESCENARIO DE VALLE	24
6.	ANEXO III: EVALUACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS GLOBALES	25
6.1	CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDAS GLOBALES	25
6.2	COEFICIENTES DE PÉRDIDAS GLOBALES DEL ESCENARIO DE PUNTA AÑO 2008	27
6.3	COEFICIENTES DE PÉRDIDAS GLOBALES DEL ESCENARIO DE VALLE AÑO 2008	33
6.4	COEFICIENTES DE PÉRDIDAS GLOBALES DEL ESCENARIO DE PUNTA AÑO 2007	39
6.5	COEFICIENTES DE PÉRDIDAS GLOBALES DEL ESCENARIO DE VALLE AÑO 2007	45

Titularidad y responsabilidad

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas de Madrid ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

1. Introducción

La Orden ITC/2524/2009 establece el mecanismo mediante el cual se calcula el Incentivo o penalización para la reducción de pérdidas que se aplica en la retribución de la actividad de distribución. En el Artículo 5 de dicha orden, se establece el mandato para la Comisión Nacional de la Energía (CNE) de realizar una propuesta de coeficientes zonales que incrementen o minoren los coeficientes estándares de pérdidas respecto a la media. Para dicho proceso, se deben utilizar los Modelos de Red de Referencia (MRR).

En el presente documento se detalla el proceso realizado para el cálculo de los coeficientes zonales relativos a cada empresa en función de las pérdidas obtenidas mediante los MRR. Según la Orden ITC/2524/2009, los coeficientes de pérdidas deberán ser horarios, o al menos calculados para la punta y el valle. En el proceso descrito en este documento se ha optado por calcular coeficientes únicamente para dos bloques de carga (punta y valle), ya que la adquisición de datos horarios y la posterior ejecución de los MRR harían la tarea inviable.

En la Figura 1-1 se muestra un esquema del proceso realizado con los MRR para la obtención de los resultados de cada caso compañía-provincia en los escenarios de punta y valle, necesarios para obtener dichos coeficientes.

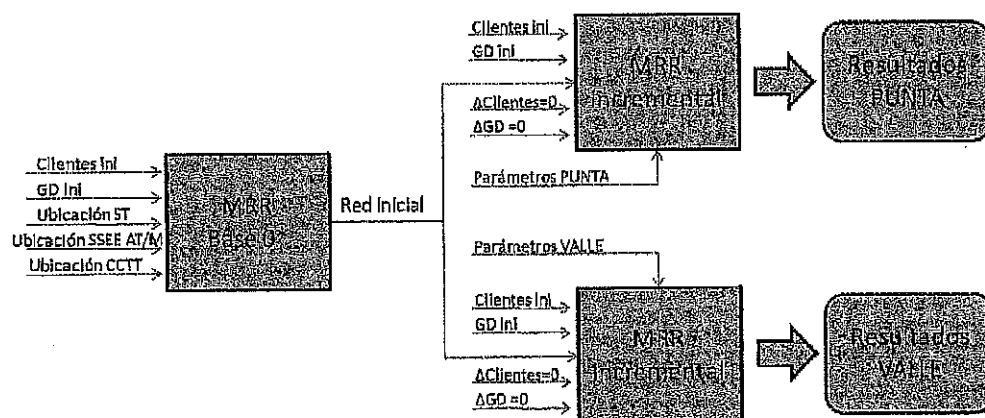


Figura 1-1 Representación esquemática del proceso de obtención de los resultados para los escenarios de Punta y Valle mediante los Modelos de Red de Referencia



El primer paso es ejecutar el MRR Base 0* para cada caso de estudio empleando los datos reales del ejercicio 2008 de clientes y generación distribuida (GD) proporcionados por las empresas (sin considerar crecimiento de la demanda), así como la ubicación de subestaciones de transporte, subestaciones AT/MT y centros de transformación.

Las redes así obtenidas se han analizado con el MRR Incremental en el escenario de punta y en el escenario de valle, mediante dos ejecuciones independientes de dicho modelo. Para esto, se toman como datos en el MRR Incremental:

- Clientes y GD con los que se generó la red del MRR Base0*.
- Red generada por el MRR Base 0*.
- Incrementos de clientes y generación distribuida fijados a cero, ya que no se quiere expandir la red sino tan solo evaluar las pérdidas en cada escenario.
- Parámetros específicos de cada escenario (punta y valle): factor de consumo de los clientes, factor de utilización de cada tipo de tecnología de generación distribuida, y coeficientes de simultaneidad. Estos parámetros se recogen en el Anexo de este mismo documento.

El factor de consumo de los clientes indica el tanto por uno de la potencia de los clientes en cada escenario. A este factor se le añade posteriormente también el efecto de los coeficientes de simultaneidad.

El factor de utilización de cada tipo de tecnología de generación distribuida indica el tanto por uno de potencia que genera cada tecnología en cada uno de los escenarios.

Los coeficientes de simultaneidad modelan el hecho de que al agregar potencias, los picos de las instalaciones aguas arriba no se corresponden con la suma de los picos de las instalaciones aguas abajo, sino que se tiene en cuenta también un coeficiente reductor para modelar el hecho de que suceden en distintos instantes de tiempo.

Los resultados se han obtenido para los escenarios definidos como punta y valle de demanda. Es necesario realizar la aclaración de que no se trata de escenarios extremos de punta y valle, ya que cada uno de ellos trata de representar un conjunto elevado de horas del año.

Los apartados del fichero de resultados generado por el MRR Incremental empleados para el cálculo de los coeficientes son el 1: Potencia contratada/instalada y número de clientes y generadores; y el 3: Potencia demandada y pérdidas.

2. Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

2.1 Legislación vigente

En el Artículo 3 de la Orden ITC/2524/2009 se define la metodología para calcular el incentivo a la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, que podrá ser positivo o negativo, y que se recoge a continuación.

El incentivo o penalización para la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora j el año n estará asociado al grado de cumplimiento de los objetivos establecidos para el año $n-1$. Dicho incentivo se calculará como la suma para cada hora del producto entre un precio horario de energía de pérdidas y la diferencia horaria entre las pérdidas objetivo y las reales que tenga la empresa distribuidora j en cada hora aplicando la siguiente fórmula:

$$Incentivo_j = \alpha \cdot \sum_h P^h \cdot (E_{obj}^h - E_{real}^h)$$

Ecuación 2-1

Donde:

P^h : Precio de energía de pérdidas, en €/kWh para la hora h . Este precio tomará el valor del precio horario del mercado diario.

α : Coeficiente que pondera la parte del beneficio que obtiene el sistema por la reducción de pérdidas que recae sobre las empresas distribuidoras.

E_{real}^h : Energía real de pérdidas del distribuidor j en la hora h , medida en kWh. Esta energía se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$E_{real}^h = \sum_{pf} E_{pf}^h - \sum_{consumidores} E_{consumidores}^h$$

Ecuación 2-2

Siendo:

E_{pf}^h : Energía medida horariamente en kWh en cada uno de los puntos frontera pf .

$E_{consumidores}^h$: Energía horaria de cada uno de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora j , expresada en kWh, medida en contador del consumidor. Para los consumidores de los que no se disponga de medidas reales horarias, se tomarán los datos horarios aplicando los perfiles tipo establecidos en la normativa.



Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

$Eobj_j^h$: Energía que se establece como objetivo de pérdidas a la empresa distribuidora j en la hora h , medida en kWh. Se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$Eobj_j^h = \sum_{consumidores} (E_{consumidores}^h \cdot (1 + K_l^h) \cdot K_{zona_cliente}^h) - \sum_{consumidores} E_{consumidores}^h - E_{transp}^h \cdot F_j^h$$

Ecuación 2-3

Siendo:

K_l^h : Coeficiente horario de pérdidas objetivo para la elevación hasta barras de central para cada tipo de consumidor l . Estos coeficientes serán los coeficientes de pérdidas estándar recogidos en la normativa vigente.

$K_{zona_cliente}^h$: Coeficiente de pérdidas zonal que mayor o menor respecto a la media los coeficientes estándar de pérdidas para cada hora h .

E_{transp}^h : Energía perdida en la red de transporte en la hora h , medida en kWh.

F_j^h : Factor de reparto para la empresa distribuidora j de la energía perdida en la hora h en la red de transporte. Este factor de reparto se obtiene de calcular el cociente entre la energía facturada en la hora h a los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora j y el total de energía facturada en el sistema. Este coeficiente se calculará mediante aplicación de la siguiente fórmula:

$$F_j^h = \frac{\sum_{consumidores\ de\ j} E_{consumidores}^h}{\sum_{consumidores\ de\ sistema} E_{consumidores}^h}$$

Ecuación 2-4

El valor de los coeficientes K_l^h viene determinado en el Anexo IV de la Orden ITC/3519/2009, que presenta los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa de último recurso y a tarifa de acceso en sus contadores a energía suministrada en barras de central, cuya información se refleja a continuación:



Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

Tarifas y peajes	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)		
	Período 1	Período 2	Período 3
Tarifas y peajes sin discriminación horaria	14		
Tarifas y peajes con discriminación horaria de 2 períodos	14.8	10.7	
Tarifas y peajes con discriminación horaria de 3 períodos	15.3	14.6	10.7

Tabla 2-1 Coeficientes de pérdidas para contratos de tarifas y de accesos de baja tensión

Tarifas y peajes	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)		
	Período 1	Período 2	Período 3
Tarifas y peajes sin discriminación horaria	6.6	6.4	4.8

Tabla 2-2 Coeficientes de pérdidas para contratos de accesos de de alta tensión con discriminación horaria de 3 períodos (en % de la energía consumida en cada período)

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	6.8	6.6	6.5	6.3	6.3	5.4
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4.9	4.7	4.6	4.4	4.4	3.8
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3.4	3.3	3.2	3.1	3.1	2.7
Mayor de 145 kV	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.4

Tabla 2-3 Coeficientes de pérdidas para contratos de acceso a tarifas generales de alta tensión con discriminación horaria de 6 períodos (en % de la energía consumida en cada período)

Nivel de tensión	%
BT	13.81
MT ($1 < kV \leq 36$)	6
AT ($36 < kV \leq 72,5$)	4
AT ($72,5 < kV \leq 145$)	3
MAT ($145 > kV$)	1.62

Tabla 2-4 Coeficientes de pérdidas para otros contratos de suministro o acceso (en % de la energía consumida en cada período)



2.2 Metodología de cálculo

Este informe se centra en el cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales $K_{zona_cliente}^h$, cuya representación se puede obtener a partir de la Ecuación 2-3. Notar que al desagregar el coeficiente de pérdidas zonal de dicha ecuación, las pérdidas objetivo pasan a estar referidas a cada zona en lugar de a cada compañía. Por tanto el término E_{obj}^h pasa a ser $E_{obj}^h_{zona_cliente}$, tal y como se muestra en la Ecuación 2-5.

$$K_{zona_cliente}^h = \frac{E_{obj}^h_{zona_cliente} + \sum_{consumidores} E_{consumidores}^h + E_{transp}^h \cdot F_j^h}{\sum_{consumidores} E_{consumidores}^h \cdot (1 + K_i^h)}$$

Ecuación 2-5

Conceptualmente, este cociente se corresponde con la relación entre la energía horaria objetivo en barras de central y la energía horaria obtenida según el coeficiente estándar K_i^h , que no tiene en cuenta las diferencias zonales. Para hallar este resultado es necesario hacer una serie de simplificaciones, que se comentan a continuación:

- Dado que por motivos de viabilidad computacional se ha decidido tener en cuenta únicamente dos escenarios, punta y valle, sólo se obtendrán dos valores de $K_{zona_cliente}^h$ para cada zona. Por lo tanto, los coeficientes de todas las horas dentro un mismo escenario (punta o valle) tendrán el mismo valor, aunque presentarán valores distintos para cada zona.
- También como consecuencia de lo anterior, es necesario suponer unos valores concretos de K_i^h ya que las tablas que aparecen en la ITC/3519/2009 distinguen entre más de dos períodos. En el caso de BT, dado que la mayor parte de estos consumidores no tienen discriminación horaria, se ha empleado el mismo coeficiente de 14% para ambos escenarios, obtenido de la Tabla 2-1. Para MT y AT se ha optado por elegir los valores de los períodos extremos de la Tabla 2-3, (Período 1 para el escenario de Punta y Período 6 para el de valle). Dado que las tensiones normalizadas de AT con las que trabaja el modelo se encuentran situadas en dos rangos de valores distintos, se ha obtenido la media aritmética entre los valores de los períodos extremos de los rangos de $36 < kV \leq 72.5$ y $72.5 < kV \leq 145$. Los valores de los coeficientes K_i^h finalmente escogidos se muestran en la Tabla 2-5:

Nivel de tensión	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)	
	Punta	Valle
BT	14	14
MT	6.8	5.4
AT	4.2	3.3

Tabla 2-5 Coeficientes de pérdidas de la red de distribución para el cálculo del coeficiente de pérdidas zonal



Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

- Las pérdidas en el transporte no están incluidas en el modelo, por tanto a efectos de cálculo de los coeficientes ha de realizarse una hipótesis sobre el valor de las mismas. En un principio se va a suponer que son un tanto por uno sobre la energía consumida por los clientes más la energía de pérdidas en la red, pudiéndose expresar el término de las pérdidas en el transporte según la Ecuación 2-6, en la que E_{perd}^h representa la energía de pérdidas en la red y K_{transp}^h el tanto por uno correspondiente a las pérdidas del transporte.

$$E_{transp}^h \cdot P_j^h = K_{transp}^h \cdot \left(\sum_{consumidores} E_{consumidores}^h + E_{perd}^h \right)$$

Ecuación 2-6

El valor de K_{transp}^h puede obtenerse de la Tabla 2-3 del mismo modo que se ha hecho para los coeficientes de K_i^h , pero en este caso eligiendo el rango de Mayor de 145 kV. La Tabla 2-6 muestra el valor escogido para cada escenario.

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)	
	Punta	Valle
MAT	1.8	1.4

Tabla 2-6 Coeficientes de pérdidas de la red de transporte para el cálculo del coeficiente de pérdidas zonal

- E_{obj}^h son las pérdidas objetivo en distribución. Para la estimación de los coeficientes zonales con el modelo supondremos que se utilizan como objetivo las pérdidas del modelo.
- La energía horaria es equivalente a la potencia media demandada o generada en esa hora, por lo que los cálculos se harán a partir de esta magnitud.

Tras todas estas simplificaciones, el coeficiente de pérdidas zonal para los escenarios de punta y valle (PTA y VLL) se puede obtener de la siguiente manera:

$$K_{zona_cliente}^{PTA} = \frac{(P_{cons\ PTA} + P_{perd\ PTA}) \cdot (1 + K_{transp}^{PTA})}{P_{cons\ PTA} \cdot (1 + K_i^{PTA})}$$

Ecuación 2-7

$$K_{zona_cliente}^{VLL} = \frac{(P_{cons\ VLL} + P_{perd\ VLL}) \cdot (1 + K_{transp}^{VLL})}{P_{cons\ VLL} \cdot (1 + K_i^{VLL})}$$

Ecuación 2-8

Siendo:



Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

P_{cons} : Potencia consumida en kW por todos los clientes de una misma zona de la compañía j , calculada a partir de los resultados del MRR Incremental según la siguiente fórmula¹:

$$P_{cons} = P_{cons\ CBT} + P_{cons\ CMT} + P_{cons\ CAT}$$

Ecuación 2-9

P_{perd} : Potencia de pérdidas en kW producidas en toda la red de una misma zona de la compañía j , calculada a partir de los resultados del MRR incremental según la siguiente fórmula²:

$$P_{perd} = P_{perd\ BT} + P_{perd\ CCTT} + P_{perd\ MT} + P_{perd\ SSEE} + P_{perd\ AT}$$

Ecuación 2-10

Según lo establecido en el Artículo 5 de la Orden ITC/2524/2009, estos coeficientes zonales de pérdidas han de Incrementar o minorar respecto a la media los coeficientes estándar de pérdidas. Los resultados de pérdidas objetivo que se obtienen con el MRR Incremental normalmente serán menores que los obtenidos por medio de los coeficientes estándar, por lo que es de esperar que el resultado tienda a ser menor que 1. Para evitar este desajuste y obtener unos valores centrados en 1 se han corregido estos coeficientes por medio de un factor que representa el valor medio global obtenido al agregar los casos de todas las zonas. Este valor se obtiene de la siguiente manera para cada uno de los dos escenarios:

$$VM\ PTA = \frac{(\sum P_{cons\ PTA} + \sum P_{perd\ PTA}) \cdot (1 + K_{transp}^{PTA})}{\sum P_{cons\ PTA} \cdot (1 + K_l^{PTA})}$$

Ecuación 2-11

$$VM\ VLL = \frac{(\sum P_{cons\ VLL} + \sum P_{perd\ VLL}) \cdot (1 + K_{transp}^{VLL})}{\sum P_{cons\ VLL} \cdot (1 + K_l^{VLL})}$$

Ecuación 2-12

Finalmente, el coeficiente de pérdidas zonales corregido se ha obtenido dividiendo el coeficiente de pérdidas inicial entre el valor medio global, según se indica a continuación:

$$K_{zona_cliente\ Corr}^{PTA} = \frac{K_{zona_cliente}^{PTA}}{VM\ PTA}$$

Ecuación 2-13

¹ Donde CBT: clientes de BT, CMT: clientes de MT, y CAT: clientes de AT

² Donde BT: redes de BT, CCTT: centros de transformación, MT: redes de MT, SSEE: subestaciones AT/MT, y AT: redes de AT.



Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

$$K_{zona_cliente\ Corr}^{VLL} = \frac{K_{zona_cliente}^{VLL}}{VM\ VLL}$$

Ecuación 2-14



2.3 Análisis de los resultados

En este apartado se presentan los resultados que se han obtenido al aplicar la metodología desarrollada anteriormente.

El valor medio global obtenido a partir de la Ecuación 2-11 y la Ecuación 2-12 ha sido de 0.9410 con el escenario de Punta y 0.9409 con el escenario de Valle. Tal y como era de esperar, este valor es menor que 1, lo que indica que el MRR Incremental proporciona un nivel de pérdidas ligeramente inferior a los valores estándar. También es lógico que los valores de Punta y Valle sean muy próximos entre sí, ya que los parámetros de entrada que se han empleado varían muy poco entre un escenario y otro.

En la Figura 2-1 y Figura 2-2 se representa el valor del coeficiente de pérdidas zonal corregido de todos los casos en los escenarios de punta y valle, respectivamente. Notar que no se trata de una representación a escala, sino que se ha ampliado el área de la figura próxima a 1 para apreciar mejor las diferencias entre ellos. Los valores correspondientes al caso R1-001_23 no aparecen en las figuras al salirse de escala, los cuales son 12.2486 para Punta y 16.2575 para Valle. No obstante, como se muestra posteriormente en la Tabla 3-1, éste es un caso especial que sólo cuenta con 2 clientes, por lo que no resulta extraño que los resultados difieran significativamente del comportamiento general. También se puede observar que hay dos casos compartidos por dos compañías, en los que se ha añadido el sufijo de la compañía a la que pertenecen para poder diferenciarlos entre sí.

En la Figura 2-3 y Figura 2-4 se muestra un histograma con los valores de los mismos coeficientes agrupados por intervalos de valor 0.005. Al igual que antes, el caso R1-001_23 no se ha representado para visualizar mejor el resto de valores. Se puede comprobar que tanto en el escenario de punta como en el de valle, la mayoría de casos se encuentran muy próximos a 1 tras la corrección.

Por último, en la Figura 2-5 se ha realizado una comparación entre los valores de los coeficientes de pérdidas zonales antes y después de la corrección, donde se puede ver claramente que los valores de los coeficientes corregidos oscilan en torno a 1, mientras que los obtenidos sin corregir oscilan en torno a un valor ligeramente inferior.



Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

Kzona PTA Corr	
R1-009 16-IBED	0,9822
R1-299 07 ID	0,9828
R1-009 16-UFD	0,9847
R1-299 07 FI	0,9857
R1-299 07 MI	0,9872
R1-299 08	0,9891
R1-299 35 GI	0,9906
R1-299 38 PI	0,9927
R1-299 29	0,9928
R1-001 28	0,9932
R1-002 32	0,9934
R1-299 38 GI	0,9934
R1-001 28	0,9944
R1-299 38 FI	0,9955
R1-299 18	0,9957
R1-001 48-39	0,9964
R1-299 17	0,9969
R1-299 35 LI	0,9979
R1-001 37	0,9984
R1-003_27-15-33-VIED	0,9984
R1-001 46	0,9988
R1-299 41	0,9989
R1-002 36	0,9991
R1-299 35 FI	0,9995
R1-299 25	0,9999
R1-001 49	1,0000
R1-003_27-15-33-UFD	1,0006
R1-001 3	1,0011
R1-299 50-31	1,0014
R1-001 26	1,0020
R1-299 11	1,0021
R1-001 45	1,0026
R1-008 28	1,0027
R1-001 1	1,0028
R1-311 15	1,0034
R1-299 04	1,0041
R1-001 12	1,0042
R1-001 47	1,0043
R1-002 15	1,0045
R1-299 06	1,0048
R1-001 20	1,0048
R1-316 46	1,0056
R1-299 14	1,0066
R1-005 39-34-09	1,0067
R1-008 33-27	1,0069
R1-002_13-02-06-14	1,0073
R1-001 30	1,0076
R1-001 42	1,0077
R1-001 19	1,0088
R1-001 24	1,0091
R1-299 38 HI	1,0092
R1-008 03	1,0092
R1-001 5	1,0094
R1-299 23-02-13	1,0095
R1-001 31	1,0106
R1-001 10	1,0107
R1-001 34	1,0107
R1-001 9	1,0109
R1-005 33-27	1,0120
R1-299 21	1,0123
R1-002 40-09-47	1,0126
R1-299 43-12	1,0131
R1-299 42-26	1,0136
R1-002 45	1,0146
R1-001 2	1,0161
R1-299 44-26	1,0169
R1-001 16	1,0171
R1-299 22	1,0184
R1-008 26	1,0320
R1-002 27	1,0339
R1-001 6	1,0436
R1-001 33	1,0444
R1-001 40	1,0697
R1-001 13	1,0806
R1-299 32	1,1428
R1-001 23	

Figura 2-1 Representación de los coeficientes de pérdidas zonales corregidos en el escenario Punta



Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

Kzona VLL Corr	
R1-299 07 H	0,9796
R1-009 16-BED	0,9807
R1-299 07 E	0,9809
R1-009 16-UPD	0,9828
R1-299 07 M	0,9841
R1-299 08	0,9879
R1-299 35 G	0,9880
R1-299 38 G	0,9880
R1-299 38 P	0,9881
R1-299 29	0,9908
R1-002 32	0,9917
R1-299 38 T	0,9926
R1-299 17	0,9932
R1-001 28	0,9934
R1-299 18	0,9935
R1-299 35 I	0,9947
R1-002 28	0,9950
R1-299 35 F	0,9968
R1-001 37	0,9974
R1-002 36	0,9979
R1-001 48-39	0,9979
R1-299 41	0,9981
R1-299 25	0,9983
R1-003 27-15-33-VIED	0,9985
R1-001 49	0,9992
R1-003 27-15-33-UPD	0,9993
R1-001 46	0,9994
R1-001 3	1,0011
R1-299 11	1,0011
R1-311 15	1,0012
R1-299 04	1,0015
R1-299 50-31	1,0018
R1-001 45	1,0021
R1-299 06	1,0029
R1-008 28	1,0035
R1-002 15	1,0045
R1-001 26	1,0045
R1-299 38 H	1,0048
R1-299 14	1,0048
R1-001 1	1,0052
R1-001 47	1,0053
R1-001 12	1,0066
R1-001 20	1,0066
R1-002 13-02-06-14	1,0066
R1-008 33-27	1,0068
R1-008 03	1,0068
R1-005 39-34-09	1,0080
R1-001 5	1,0084
R1-299 23-02-13	1,0088
R1-001 30	1,0090
R1-316 46	1,0097
R1-001 24	1,0098
R1-001 19	1,0107
R1-299 21	1,0117
R1-002 40-09-47	1,0117
R1-001 10	1,0120
R1-001 42	1,0120
R1-001 34	1,0130
R1-299 43-12	1,0134
R1-001 31	1,0144
R1-002 45	1,0146
R1-299 42-26	1,0152
R1-299 44-46	1,0172
R1-001 9	1,0182
R1-299 22	1,0196
R1-005 33-27	1,0208
R1-001 2	1,0238
R1-001 16	1,0255
R1-002 27	1,0340
R1-008 46	1,0391
R1-001 6	1,0463
R1-001 33	1,0566
R1-001 40	1,0796
R1-001 13	1,0924
R1-299 32	1,1762
R1-001 23	

Figura 2-2 Representación de los coeficientes de pérdidas zonales corregidos en el escenario Valle

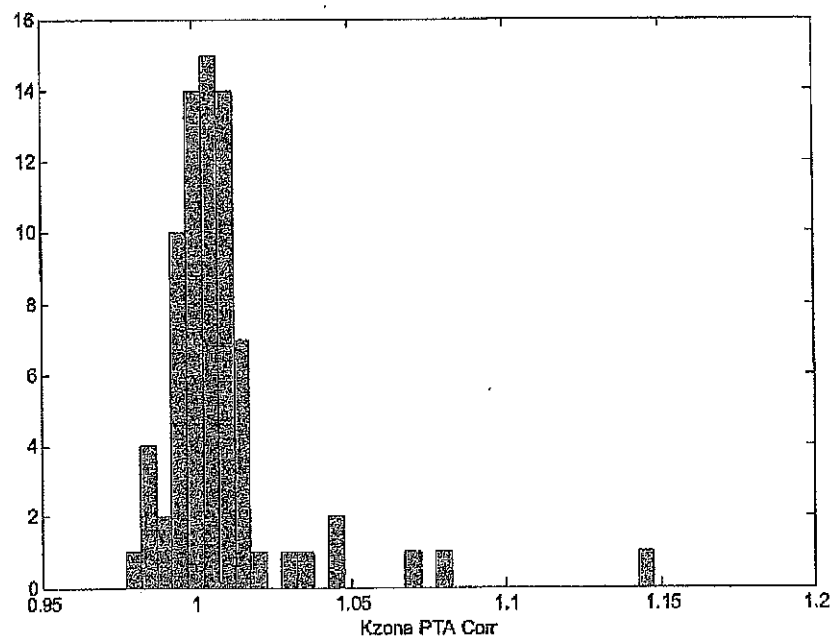


Figura 2-3 Histograma de los coeficientes de pérdidas zonales corregidos en el escenario Punta

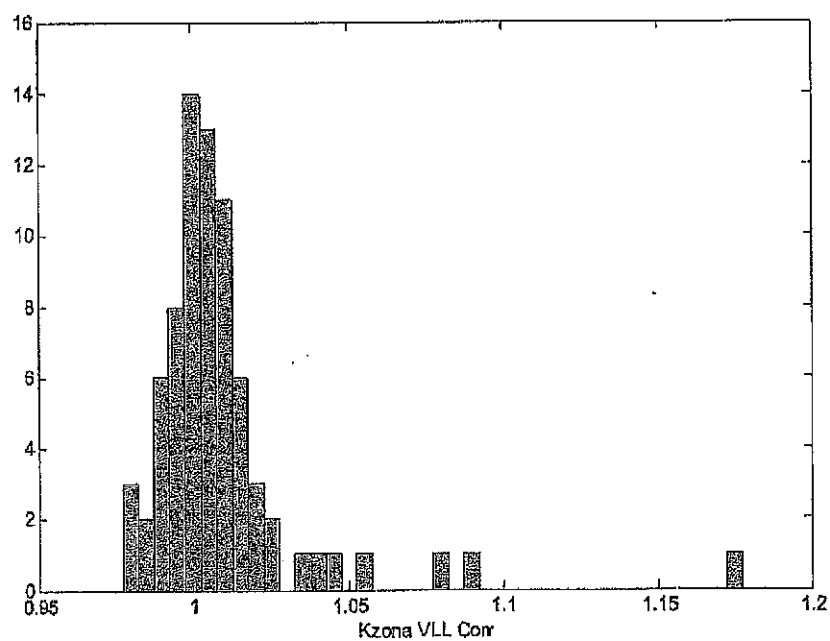


Figura 2-4 Histograma de los coeficientes de pérdidas zonales corregidos en el escenario Valle



Cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales

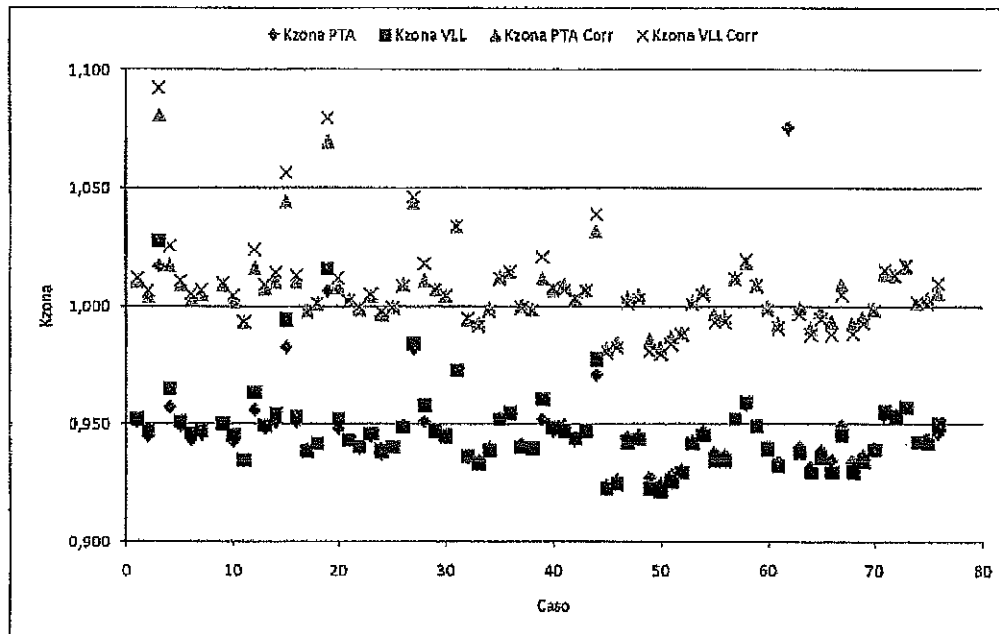


Figura 2-5 Comparación entre los valores de los coeficientes zonales y los coeficientes zonales corregidos



Tablas de resultados

3. Tablas de resultados

3.1 Coeficientes de pérdidas zonales

En la siguiente tabla se muestran los valores correspondientes al número total de clientes, potencia total consumida (Ecuación 2-9), pérdidas totales en la red (Ecuación 2-10), coeficientes zonales (Ecuación 2-7 y Ecuación 2-8) y coeficientes zonales corregidos (Ecuación 2-13 y Ecuación 2-14) obtenidos mediante el MRR Incremental.



Tablas de resultados

Caso	Norm Clientes	Pcons PTA (kW)	Pcons VLI (kW)	Pperd PTA (kW)	Pperd VLI (kW)	kzona PTA	kzona VLI	kzona PTA Corr	kzona VLI Corr
R1-001_10	232,239	232,938	204,531	7,119	6,323	0.9511	0.9522	1.0107	1.0120
R1-001_12	446,283	571,318	501,645	11,707	10,003	0.9450	0.9471	1.0042	1.0066
R1-001_13	2,210	1,061	931	120	116	1.0169	1.0279	1.0806	1.0924
R1-001_16	106,780	110,537	97,055	4,357	4,474	0.9572	0.9650	1.0171	1.0255
R1-001_19	88,962	124,660	109,458	2,771	2,405	0.9493	0.9511	1.0088	1.0107
R1-001_1	179,834	291,567	256,011	5,703	4,823	0.9437	0.9459	1.0028	1.0052
R1-001_20	410,029	677,536	594,910	11,892	10,159	0.9455	0.9471	1.0048	1.0066
R1-001_23	2	4	3	46	46	11.5263	15.2974	12.2486	16.2575
R1-001_24	193,131	209,334	183,805	5,434	4,820	0.9496	0.9502	1.0091	1.0098
R1-001_26	229,159	260,743	228,944	5,764	5,465	0.9429	0.9452	1.0020	1.0045
R1-001_28	2,005,534	2,537,531	2,228,077	48,250	40,828	0.9346	0.9347	0.9932	0.9934
R1-001_2	240,479	365,427	321,741	10,879	10,975	0.9561	0.9633	1.0161	1.0238
R1-001_30	859,202	1,003,665	881,267	25,130	20,985	0.9482	0.9494	1.0076	1.0090
R1-001_31	355,952	596,275	523,558	12,536	11,936	0.9510	0.9545	1.0106	1.0144
R1-001_33	477	11,992	10,529	393	374	0.9828	0.9942	1.0444	1.0566
R1-001_34	100,701	123,325	108,284	2,406	2,212	0.9511	0.9532	1.0107	1.0130
R1-001_37	276,766	240,843	211,472	6,532	5,575	0.9395	0.9385	0.9984	0.9974
R1-001_3	1,378,046	1,326,621	1,164,837	34,885	28,994	0.9421	0.9420	1.0011	1.0011
R1-001_40	335	4,909	4,310	211	199	1.0066	1.0159	1.0697	1.0796
R1-001_42	61,538	56,843	49,911	1,900	1,897	0.9483	0.9523	1.0077	1.0120
R1-001_45	262,910	304,414	267,291	8,857	7,397	0.9435	0.9429	1.0026	1.0021
R1-001_46	1,555,374	1,645,156	1,444,528	36,219	30,252	0.9399	0.9403	0.9988	0.9994
R1-001_47	309,605	409,447	359,515	7,555	6,490	0.9451	0.9460	1.0043	1.0053
R1-001_48-39	671,913	852,629	748,649	15,187	13,107	0.9376	0.9390	0.9964	0.9979
R1-001_49	149,461	132,434	116,284	3,609	3,120	0.9410	0.9402	1.0000	0.9992
R1-001_5	166,202	125,218	109,947	4,468	3,763	0.9499	0.9489	1.0094	1.0084
R1-001_6	93,277	104,200	91,492	5,290	4,650	0.9821	0.9845	1.0436	1.0463
R1-001_9	282,860	328,353	288,311	8,180	9,011	0.9513	0.9581	1.0109	1.0182
R1-002_13-02-06-14	335,786	438,435	396,278	14,258	12,244	0.9479	0.9473	1.0073	1.0068
R1-002_15	663,745	898,406	812,020	20,656	18,076	0.9452	0.9451	1.0045	1.0045
R1-002_27	88,548	115,753	104,624	5,118	4,490	0.9729	0.9729	1.0339	1.0340
R1-002_28	1,197,281	1,880,525	1,699,706	33,261	28,580	0.9358	0.9362	0.9944	0.9950
R1-002_32	256,611	247,386	223,599	7,141	6,173	0.9348	0.9331	0.9934	0.9917
R1-002_36	513,838	585,431	529,140	17,740	15,224	0.9402	0.9389	0.9991	0.9979
R1-002_40-09-47	139,342	167,916	151,771	6,379	5,456	0.9529	0.9520	1.0126	1.0117
R1-002_45	191,157	350,979	317,231	10,486	8,869	0.9547	0.9546	1.0146	1.0146
R1-003_27-15-33-UFD	162,397	188,240	170,140	5,707	4,922	0.9416	0.9403	1.0006	0.9993
R1-003_27-15-33-VIED	162,397	166,520	162,900	4,686	4,586	0.9396	0.9396	0.9984	0.9985
R1-005_33-27	86,652	113,845	111,370	3,768	4,467	0.9523	0.9605	1.0120	1.0208
R1-005_39-34-09	422,341	571,623	559,196	11,756	11,459	0.9474	0.9484	1.0067	1.0080
R1-008_03	6,011	9,543	8,982	444	402	0.9497	0.9474	1.0092	1.0068



Tablas de resultados

Caso	Num. Clientes	Pcons PTA (kW)	Pcons VIL (kW)	Pperd PTA (kW)	Pperd VIL (kW)	Kzona PTA	Kzona VIL	Kzona PTA Corr	Kzona VIL Corr
R1-008_28	5,163	15,832	14,901	418	376	0.9436	0.9443	1.0027	1.0035
R1-008_33-27	622,186	1,137,060	1,070,175	30,777	27,956	0.9475	0.9473	1.0069	1.0068
R1-008_46	1,141	26,825	25,247	704	636	0.9712	0.9777	1.0320	1.0391
R1-009_16-IBED	35,021	30,242	26,554	578	486	0.9243	0.9227	0.9822	0.9807
R1-009_16-UFD	36,021	58,355	34,667	833	711	0.9267	0.9247	0.9847	0.9828
R1-299_04	416,102	427,465	365,126	14,258	11,158	0.9449	0.9424	1.0041	1.0015
R1-299_06	260,785	253,498	216,530	9,242	7,527	0.9455	0.9437	1.0048	1.0029
R1-299_07_E[]	67,191	91,538	78,189	2,772	2,157	0.9275	0.9229	0.9857	0.9809
R1-299_07_I[]	79,488	117,776	100,601	2,790	2,210	0.9249	0.9218	0.9828	0.9796
R1-299_07_M[]	522,587	751,300	641,735	18,853	14,801	0.9289	0.9260	0.9872	0.9841
R1-299_08	2,923,496	4,322,093	3,691,789	90,589	72,641	0.9308	0.9296	0.9891	0.9879
R1-299_11	563,032	588,771	502,910	15,768	12,867	0.9430	0.9420	1.0021	1.0011
R1-299_14	413,959	450,908	385,151	15,426	12,397	0.9472	0.9455	1.0066	1.0048
R1-299_17	510,047	646,316	552,061	22,940	18,072	0.9381	0.9346	0.9969	0.9932
R1-299_18	562,415	493,868	421,846	15,245	12,365	0.9370	0.9349	0.9957	0.9935
R1-299_21	312,945	387,409	330,912	10,973	8,761	0.9526	0.9520	1.0123	1.0117
R1-299_22	146,854	230,106	196,549	8,353	7,181	0.9584	0.9594	1.0184	1.0196
R1-299_23-02-13	407,322	436,628	372,953	15,616	12,718	0.9489	0.9492	1.0095	1.0088
R1-299_25	247,979	384,446	328,380	12,833	10,464	0.9410	0.9394	0.9999	0.9983
R1-299_29	1,016,597	980,128	837,192	25,495	20,236	0.9342	0.9323	0.9928	0.9908
R1-299_32	10	306	261	40	40	1.0754	1.1067	1.1428	1.1762
R1-299_35_F[]	58,409	97,416	83,209	3,018	2,316	0.9405	0.9379	0.9995	0.9968
R1-299_35_G[]	451,819	579,094	494,643	14,348	11,084	0.9322	0.9296	0.9906	0.9880
R1-299_35_L[]	75,155	114,682	97,957	3,572	2,731	0.9390	0.9360	0.9979	0.9947
R1-299_38_G[]	14,439	13,344	11,397	494	381	0.9348	0.9297	0.9934	0.9880
R1-299_38_H[]	6,885	7,040	6,013	328	257	0.9497	0.9455	1.0092	1.0048
R1-299_38_PI[]	48,456	43,952	37,543	1,468	1,131	0.9342	0.9298	0.9927	0.9881
R1-299_38_T[]	467,345	543,979	464,648	15,760	12,088	0.9368	0.9340	0.9955	0.9926
R1-299_41	940,290	1,087,126	928,587	29,795	24,190	0.9400	0.9391	0.9989	0.9981
R1-299_42-26	24,485	26,354	22,511	795	680	0.9538	0.9553	1.0136	1.0152
R1-299_43-12	589,117	880,673	752,242	33,545	28,331	0.9534	0.9535	1.0131	1.0134
R1-299_44-46	126,157	158,203	135,132	5,492	4,601	0.9569	0.9572	1.0169	1.0172
R1-299_50-31	591,359	935,575	799,137	20,024	16,445	0.9424	0.9427	1.0014	1.0018
R1-311_15	29,221	20,600	18,620	854	758	0.9443	0.9420	1.0034	1.0012
R1-316_46	4,699	12,685	11,939	225	210	0.9463	0.9501	1.0056	1.0097
TOTAL	27,464,544	34,716,175	30,411,560	873,022	735,310	0.9410	0.9409	1.0000	1.0000

Tabla 3-1 Variables para el cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales corregidos



4. Anexo I: Parámetros de entrada

4.1 Coeficientes de simultaneidad

Coeficiente de simultaneidad	
Cilentes BT	0.4
Cilentes MT	0.8
Cilentes AT	1
Generacion Distribuida BT	1
Generacion Distribuida MT	1
Generacion Distribuida AT	1
CCTT (lado de BT)	0.8
CCTT (lado de MT)	0.8
SSEE (lado de MT)	0.85
SSEE (lado de AT)	1

Tabla 4-1 Coeficientes de simultaneidad

4.2 Parámetros del escenario de Punta

	END	RED	RED	RED	RED
Cilentes BT	0.4800	0.6800	0.4100	0.5200	0.4600
Cilentes MT	0.4800	0.6800	0.4100	0.5200	0.4600
Cilentes AT	0.4800	0.6800	0.4100	0.5200	0.4600
REGIMEN ORDINARIO					
0 Carbón	0.4686	0.4686	0.4686	0.4686	0.4686
1 Fuel	0.0226	0.0226	0.0226	0.0226	0.0226
2 Gas	0.0226	0.0226	0.0226	0.0226	0.0226
3 Embalse	0.1563	0.1563	0.1563	0.1563	0.1563
4 Fluyente	0.1563	0.1563	0.1563	0.1563	0.1563
5 Bombeo	0.1563	0.1563	0.1563	0.1563	0.1563
6 Ciclo combinado	0.5175	0.5175	0.5175	0.5175	0.5175
7 Diesel	0.0226	0.0226	0.0226	0.0226	0.0226
8 Residuos	0.4345	0.4345	0.4345	0.4345	0.4345
9 Cogeneración	0.4345	0.4345	0.4345	0.4345	0.4345
REGIMEN ESPECIAL					
1 Hidráulica	0.2931	0.3402	0.2510	0.2935	0.3038
2 Cogeneración	0.4536	0.5543	0.3622	0.3825	0.3118
3 Biomasa	0.4536	0.5543	0.3622	0.3825	0.3118
4 Residuos	0.4536	0.5543	0.3622	0.3825	0.3118
5 Solar fotovoltaica	0.1200	0.1430	0.1582	0.1483	0.1760
6 Termoelectrica	0.1200	0.1430	0.1582	0.1483	0.1760
7 Eólica terrestre	0.2352	0.2233	0.2318	0.2333	0.2178
8 Eólica marina	0.2352	0.2233	0.2318	0.2333	0.2178
9 otros	0.2642	0.2817	0.2414	0.2634	0.2608

Tabla 4-2 Parámetros del escenario de punta para demanda y tecnologías de generación (Fuente: CNE)



Anexo I: Parámetros de entrada

4.3 Parámetros del escenario de Valle

	FND	HCD	IBD	UFD	VIED
Cientes BT	0.4100	0.6400	0.3600	0.4700	0.4500
Cientes MT	0.4100	0.6400	0.3600	0.4700	0.4500
Cientes AT	0.4100	0.6400	0.3600	0.4700	0.4500
RÉGIMEN ORDINARIO					
0 Carbón	0.4225	0.4225	0.4225	0.4225	0.4225
1 Fuel	0.0179	0.0179	0.0179	0.0179	0.0179
2 Gas	0.0179	0.0179	0.0179	0.0179	0.0179
3 Embalse	0.1076	0.1076	0.1076	0.1076	0.1076
4 Fluyente	0.1076	0.1076	0.1076	0.1076	0.1076
5 Bombeo	0.1076	0.1076	0.1076	0.1076	0.1076
6 Ciclo combinado	0.4223	0.4223	0.4223	0.4223	0.4223
7 Diesel	0.0179	0.0179	0.0179	0.0179	0.0179
8 Residuos	0.4170	0.4170	0.4170	0.4170	0.4170
9 Cogeneración	0.4170	0.4170	0.4170	0.4170	0.4170
RÉGIMEN ESPECIAL					
1 Hidráulica	0.2674	0.4468	0.3449	0.3265	0.4177
2 Cogeneración	0.4402	0.7252	0.4806	0.4847	0.4318
3 Biomasa	0.4402	0.7252	0.4806	0.4847	0.4318
4 Residuos	0.4402	0.7252	0.4806	0.4847	0.4318
5 Solar fotovoltaica	0.0342	0.0592	0.0589	0.0566	0.0613
6 Termoelectrica	0.0342	0.0592	0.0589	0.0566	0.0613
7 Eólica terrestre	0.2083	0.3602	0.2988	0.3321	0.3236
8 Eólica marina	0.2083	0.3602	0.2988	0.3321	0.3236
9 otros	0.2379	0.4035	0.3218	0.3293	0.3706

Tabla 4-3 Parámetros del escenario de valle para demanda y tecnologías de generación (Fuente: CNE)



5. Anexo II: Resultados con datos del ejercicio 2007

De forma adicional, se ha realizado el mismo cálculo con los datos del ejercicio 2007, cuyos resultados se muestran a continuación. También hay que tener en cuenta que en esta ocasión sólo hay información de 69 casos (71 en realidad, ya que hay 2 que están compartidos por 2 compañías), 5 menos que en el 2008.

A continuación se muestra la tabla de resultados de los coeficientes de pérdidas y las tablas correspondientes a los parámetros de punta y valle. Los coeficientes de simultaneidad aplicados son los mismos que los empleados para el ejercicio 2008.

Como conclusión, se puede comprobar que los resultados son muy similares a los obtenidos con los datos del ejercicio 2008, mostrados en el documento principal.



Anexo II: Resultados con datos del ejercicio 2007

5.1 Coeficientes de pérdidas zonales

Caso	Num Clientes	Pcons PTA (kW)	Pcons VLL (kW)	Pperd PTA (kW)	Pperd VLL (kW)	Kzona PTA	Kzona VLL	Kzona PTA Corr.	Kzona VLL Corr.
R1-001_10	228,981	234,527	195,438	7,927	6,512	0.9518	0.9519	1.0128	1.0132
R1-001_12	433,383	506,635	422,196	12,169	9,683	0.9442	0.9454	1.0047	1.0063
R1-001_16	105,122	115,300	96,083	4,068	3,176	0.9510	0.9502	1.0119	1.0134
R1-001_19	85,336	116,044	96,704	3,285	2,569	0.9506	0.9505	1.0114	1.0118
R1-001_1	176,182	304,604	253,836	5,782	4,541	0.9445	0.9466	1.0049	1.0076
R1-001_20	405,467	749,962	624,968	12,614	10,235	0.9470	0.9489	1.0076	1.0101
R1-001_24	190,660	223,822	186,519	4,880	4,026	0.9473	0.9476	1.0079	1.0086
R1-001_26	224,474	261,475	217,896	6,009	4,821	0.9428	0.9426	1.0031	1.0034
R1-001_28	1,970,288	2,626,705	2,188,920	50,414	39,964	0.9351	0.9350	0.9950	0.9953
R1-001_2	235,740	379,495	316,245	10,604	8,374	0.9541	0.9556	1.0151	1.0172
R1-001_30	814,092	971,363	809,470	24,737	19,002	0.9468	0.9469	1.0074	1.0080
R1-001_31	348,647	596,193	496,828	11,961	9,389	0.9496	0.9503	1.0104	1.0115
R1-001_33	494	12,671	10,560	287	212	0.9739	0.9799	1.0362	1.0431
R1-001_34	99,552	113,003	94,169	2,312	1,885	0.9471	0.9475	1.0078	1.0086
R1-001_37	273,244	250,333	208,611	7,035	5,705	0.9387	0.9374	0.9988	0.9978
R1-001_3	1,327,717	1,285,806	1,071,505	36,077	27,809	0.9413	0.9401	1.0015	1.0007
R1-001_42	60,594	54,184	45,154	1,713	1,453	0.9417	0.9417	1.0020	1.0023
R1-001_45	256,989	305,553	254,627	9,088	6,975	0.9426	0.9409	1.0030	1.0016
R1-001_46	1,531,697	1,635,340	1,362,784	37,026	28,841	0.9401	0.9400	1.0002	1.0006
R1-001_47	305,274	394,098	328,416	7,811	6,286	0.9434	0.9437	1.0038	1.0046
R1-001_48-39	664,225	897,083	747,569	15,827	12,917	0.9380	0.9394	0.9980	0.9999
R1-001_49	147,683	136,883	114,069	3,949	3,152	0.9411	0.9394	1.0014	1.0000
R1-001_5	163,536	121,841	101,533	4,613	3,652	0.9485	0.9469	1.0092	1.0079
R1-001_6	91,835	102,592	85,493	5,105	4,101	0.9793	0.9795	1.0420	1.0427
R1-001_9	278,043	312,535	260,446	8,067	6,751	0.9485	0.9491	1.0092	1.0103
R1-002_15	654,386	879,432	786,860	23,485	19,963	0.9437	0.9428	1.0041	1.0035
R1-002_27	87,659	101,532	90,844	4,854	4,321	0.9663	0.9666	1.0281	1.0289
R1-002_28	1,176,309	2,044,452	1,829,247	37,975	31,976	0.9371	0.9374	0.9971	0.9978
R1-002_32	254,130	265,939	237,946	8,345	7,011	0.9374	0.9351	0.9974	0.9954
R1-002_36	503,545	630,265	563,922	20,455	17,239	0.9430	0.9414	1.0034	1.0021
R1-002_40-09-47	136,202	176,127	157,588	7,098	5,989	0.9542	0.9530	1.0153	1.0144
R1-002_45	181,707	369,910	330,974	11,828	9,860	0.9574	0.9572	1.0187	1.0188
R1-003_27-15-33-UFD	160,095	186,694	167,043	5,589	4,680	0.9411	0.9392	1.0013	0.9997
R1-003_27-15-33-VIED	160,095	170,317	163,767	4,801	4,532	0.9395	0.9389	0.9996	0.9994
R1-005_33-27	85,827	113,280	108,923	4,216	4,091	0.9550	0.9570	1.0161	1.0187
R1-005_39-34-09	414,014	534,210	513,664	12,368	11,810	0.9441	0.9446	1.0046	1.0055
R1-008_03	5,370	8,625	8,000	423	371	0.9520	0.9488	1.0129	1.0100
R1-008_28	4,829	14,638	13,577	494	434	0.9485	0.9482	1.0092	1.0093
R1-008_33-27	610,766	1,125,291	1,043,748	30,858	27,219	0.9485	0.9482	1.0093	1.0093
R1-008_46	977	26,330	24,422	667	582	0.9710	0.9773	1.0332	1.0403



Anexo II: Resultados con datos del ejercicio 2007

Caso	Num. Clientes	P _{prom} PTA (kW)	P _{cons} VLL (kW)	P _{perd} PTA (kW)	P _{perd} VLL (kW)	K _{zona} PTA	K _{zona} VLL	K _{zona} PTA Corr	K _{zona} VLL Corr
R1-009_16-IBED	35,052	30,331	25,276	579	452	0.9270	0.9256	0.9863	0.9853
R1-009_16-UFD	35,052	41,163	36,831	936	779	0.9303	0.9286	0.9899	0.9884
R1-299_04	402,050	348,744	295,432	10,605	8,389	0.9418	0.9399	1.0021	1.0004
R1-299_06	253,421	227,227	193,143	6,698	5,368	0.9419	0.9406	1.0022	1.0012
R1-299_07_E[]	64,915	74,874	63,642	2,137	1,681	0.9267	0.9227	0.9860	0.9822
R1-299_07_I[]	76,326	94,396	80,237	2,171	1,742	0.9248	0.9222	0.9840	0.9816
R1-299_07_M[]	509,881	619,256	526,369	13,862	11,008	0.9270	0.9246	0.9863	0.9842
R1-299_08	2,872,533	3,629,808	3,085,337	71,812	58,397	0.9300	0.9293	0.9895	0.9892
R1-299_11	548,304	508,225	431,991	12,105	10,124	0.9419	0.9419	1.0022	1.0025
R1-299_14	409,006	371,423	315,710	11,858	9,669	0.9426	0.9415	1.0029	1.0022
R1-299_17	497,968	544,899	463,164	16,535	13,120	0.9344	0.9316	0.9942	0.9917
R1-299_18	547,029	409,362	347,958	11,558	9,461	0.9344	0.9328	0.9943	0.9929
R1-299_21	305,175	335,869	285,488	7,952	6,394	0.9505	0.9505	1.0114	1.0117
R1-299_22	142,777	168,793	143,474	7,268	6,435	0.9581	0.9598	1.0194	1.0217
R1-299_23-02-13	400,784	349,633	297,189	10,200	8,363	0.9414	0.9410	1.0017	1.0017
R1-299_25	239,052	318,399	270,639	10,408	8,598	0.9408	0.9399	1.0010	1.0005
R1-299_29	992,287	821,875	698,594	20,208	16,229	0.9333	0.9318	0.9931	0.9919
R1-299_32	8	9	8	40	40	4.8618	5.3368	5.1730	5.6807
R1-299_35_F[]	54,636	76,325	64,877	2,132	1,650	0.9369	0.9347	0.9969	0.9950
R1-299_35_G[]	442,946	475,947	404,555	10,518	8,211	0.9298	0.9277	0.9893	0.9875
R1-299_35_L[]	72,744	94,202	80,072	2,591	2,000	0.9356	0.9332	0.9955	0.9934
R1-299_38_G[]	14,047	10,856	9,227	341	267	0.9300	0.9259	0.9895	0.9855
R1-299_38_H[]	6,825	6,436	5,471	260	207	0.9471	0.9446	1.0077	1.0055
R1-299_38_P[]	47,608	32,329	27,479	985	774	0.9257	0.9210	0.9849	0.9804
R1-299_38_T[]	455,326	446,721	379,712	11,241	8,749	0.9332	0.9310	0.9929	0.9910
R1-299_41	925,444	921,877	783,596	22,409	18,474	0.9375	0.9372	0.9975	0.9976
R1-299_42-26	24,253	22,637	19,241	667	573	0.9527	0.9544	1.0137	1.0158
R1-299_43-12	576,902	664,767	565,052	17,958	14,378	0.9376	0.9364	0.9976	0.9967
R1-299_44-46	123,899	132,538	112,657	4,261	3,662	0.9537	0.9546	1.0148	1.0162
R1-299_50-31	579,557	712,755	605,842	15,205	12,692	0.9372	0.9374	0.9972	0.9978
R1-311_15	58,735	42,886	38,371	1,705	1,437	0.9409	0.9373	1.0012	0.9977
TOTAL	26,569,708	31,889,651	27,288,198	774,022	631,432	0.9398	0.9393	1.0000	1.0000

Tabla 5-1 Variables para el cálculo de los coeficientes de pérdidas zonales corregidos con datos del 2007



Anexo II: Resultados con datos del ejercicio 2007

5.2 Parámetros del escenario de Punta

	END	HCD	IBED	UFD	VIED
Cientes BT	0.4000	0.6900	0.4200	0.5700	0.5200
Cientes MT	0.4000	0.6900	0.4200	0.5700	0.5200
Cientes AT	0.4000	0.6900	0.4200	0.5700	0.5200
RÉGIMEN ORDINARIO					
0 Carbón	0.7201	0.7201	0.7201	0.7201	0.7201
1 Fuel	0.0211	0.0211	0.0211	0.0211	0.0211
2 Gas	0.0211	0.0211	0.0211	0.0211	0.0211
3 Embalse	0.2041	0.2041	0.2041	0.2041	0.2041
4 Fluyente	0.2041	0.2041	0.2041	0.2041	0.2041
5 Bombeo	0.2041	0.2041	0.2041	0.2041	0.2041
6 Ciclo combinado	0.4040	0.4040	0.4040	0.4040	0.4040
7 Diesel	0.0211	0.0211	0.0211	0.0211	0.0211
8 Residuos	0.3978	0.3978	0.3978	0.3978	0.3978
9 Cogeneración	0.3978	0.3978	0.3978	0.3978	0.3978
RÉGIMEN ESPECIAL					
1 Hidráulica	0.1919	0.2053	0.1843	0.1573	0.2770
2 Cogeneración	0.3564	0.3910	0.2699	0.3041	0.2556
3 Biomasa	0.3564	0.3910	0.2699	0.3041	0.2556
4 Residuos	0.3564	0.3910	0.2699	0.3041	0.2556
5 Solar fotovoltaica	0.0958	0.1052	0.1031	0.1212	0.1567
6 Termoeléctrica	0.0958	0.1052	0.1031	0.1212	0.1567
7 Eólica terrestre	0.2194	0.1566	0.2069	0.2270	0.2607
8 Eólica marina	0.2194	0.1566	0.2069	0.2270	0.2607
9 otros	0.2057	0.1810	0.1956	0.1922	0.2582

Tabla 5-2 Parámetros del escenario de punta para demanda y tecnologías de generación con datos del 2007
(Fuente: CNE)



5.3 Parámetros del escenario de Valle

	END	HCD	IBED	UFD	VID
Clientes BT	0.3400	0.6400	0.3500	0.5100	0.5000
Clientes MT	0.3400	0.6400	0.3500	0.5100	0.5000
Clientes AT	0.3400	0.6400	0.3500	0.5100	0.5000
REGIMEN ORDINARIO					
0 Carbón	0.6684	0.6684	0.6684	0.6684	0.6684
1 Fuel	0.0148	0.0148	0.0148	0.0148	0.0148
2 Gas	0.0148	0.0148	0.0148	0.0148	0.0148
3 Embalse	0.1303	0.1303	0.1303	0.1303	0.1303
4 Fluyente	0.1303	0.1303	0.1303	0.1303	0.1303
5 Bombeo	0.1303	0.1303	0.1303	0.1303	0.1303
6 Ciclo combinado	0.3296	0.3296	0.3296	0.3296	0.3296
7 Diesel	0.0148	0.0148	0.0148	0.0148	0.0148
8 Residuos	0.3654	0.3654	0.3654	0.3654	0.3654
9 Cogeneración	0.3654	0.3654	0.3654	0.3654	0.3654
REGIMEN ESPECIAL					
1 Hidráulica	0.1685	0.1819	0.1784	0.1199	0.2634
2 Cogeneración	0.3427	0.3610	0.2462	0.2696	0.2514
3 Biomasa	0.3427	0.3610	0.2462	0.2696	0.2514
4 Residuos	0.3427	0.3610	0.2462	0.2696	0.2514
5 Solar fotovoltaica	0.0422	0.0547	0.0303	0.0869	0.0407
6 Termoeléctrica	0.0422	0.0547	0.0303	0.0869	0.0407
7 Eólica terrestre	0.2059	0.1732	0.1926	0.2356	0.2616
8 Eólica marina	0.2059	0.1732	0.1926	0.2356	0.2616
9 otros	0.1872	0.1776	0.1855	0.1778	0.2565

Tabla 5-3 Parámetros del escenario de valle para demanda y tecnologías de generación con datos del 2007
(Fuente: CNE)



6. Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

En este apartado se realiza una evaluación de los coeficientes de pérdidas globales que se observarían al elevar todo el consumo de la red a la conexión entre transporte y distribución, calculados a partir de los resultados proporcionados por los MRR. Dado que los MRR son modelos de planificación, al planificar la red se utilizan los diferentes coeficientes de simultaneidad para dimensionar adecuadamente los elementos que la constituyen. Estos coeficientes se han especificado para los elementos que conectan los diferentes niveles de tensión, y se pueden encontrar en la Tabla 4-1 de este documento. Por este motivo, el cálculo del flujo de la potencia real que fluye en cada uno de los escalones que forman la red de distribución y que es responsable de las pérdidas calculadas, no es inmediato, y requiere de un método de cálculo que se explica a continuación. Finalmente, los coeficientes de pérdidas globales se obtienen como el cociente entre las pérdidas y el valor absoluto del flujo en cada escalón.

6.1 Cálculo de los coeficientes de pérdidas globales

En la Figura 6-1 se muestra una representación esquemática por escalones de tensión de la red de distribución, donde se indican las variables necesarias para el cálculo de los coeficientes de pérdidas globales en cada uno de dichos escalones.

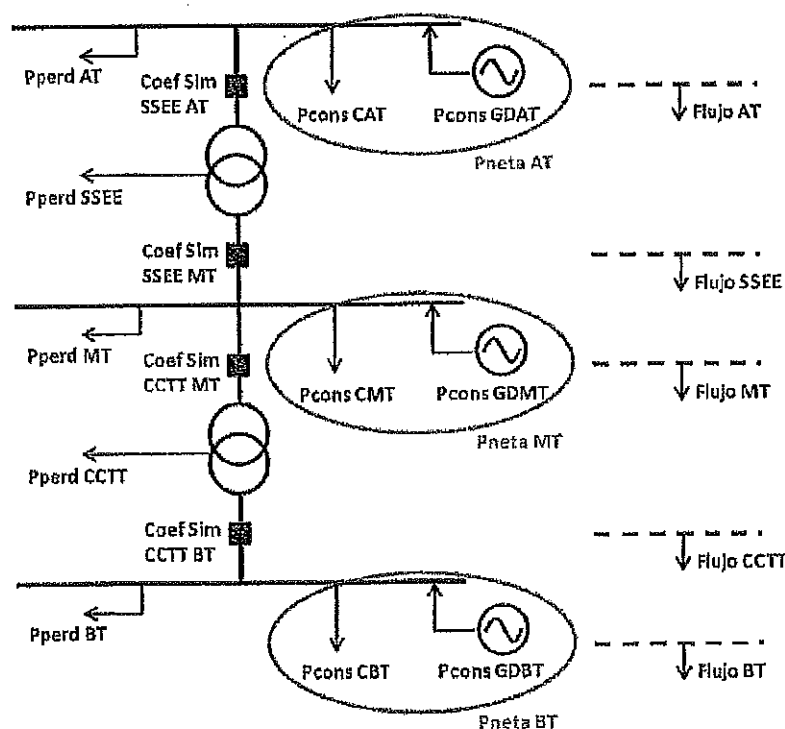


Figura 6-1 Representación esquemática de las variables para el cálculo de los coeficientes de pérdidas globales en los diferentes escalones de la red de distribución



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

A continuación se definen las variables que aparecen en la figura anterior.

- Pcons CBT, CMT y CAT se corresponde con la potencia consumida en kW por los clientes de BT, MT y AT, respectivamente.
- Pcons GDBT, GDMT Y GDAT se corresponde con la potencia generada en kW por la GD conectada a la red de BT, MT y AT, respectivamente.
- Pneta BT, MT y AT representa la potencia neta consumida en kW conectada en cada nivel de tensión, obtenida como la diferencia entre los dos términos anteriores.
- Pperd BT, CCTT, MT, SSEE y AT representa la potencia de pérdidas en kW calculadas por el modelo en cada uno de los escalones de la red. Matizar que estas pérdidas son puramente técnicas y se deben a la naturaleza eléctrica de los diferentes equipos e instalaciones, como son las pérdidas óhmicas en las líneas y transformadores, y las pérdidas de vacío o del hierro en los transformadores.
- Coef_Sim CCTT BT, CCTT MT, SSEE MT y SSEE AT representa el coeficiente de simultaneidad de cada elemento, utilizado para pasar la potencia de un escalón a otro de la red.
- Flujo BT, CCTT, MT, SSEE y AT representa la potencia en kW que fluye en cada escalón evaluada a la salida del mismo y responsable de las pérdidas calculadas. Dichos flujos de potencia se obtienen a través de las siguientes fórmulas:

$$Flujo_{BT} = P_{neta\ BT}$$

Ecuación 6-1

$$Flujo_{CCTT} = (Flujo_{BT} + P_{perd\ BT}) \cdot Coef_Sim_{CCTT\ BT}$$

Ecuación 6-2

$$Flujo_{MT} = (Flujo_{CCTT} + P_{perd\ CCTT}) \cdot Coef_Sim_{CCTT\ MT} + P_{neta\ MT}$$

Ecuación 6-3

$$Flujo_{SSEE} = (Flujo_{MT} + P_{perd\ MT}) \cdot Coef_Sim_{SSEE\ MT}$$

Ecuación 6-4

$$Flujo_{AT} = (Flujo_{SSEE} + P_{perd\ SSEE}) \cdot Coef_Sim_{SSEE\ AT} + P_{neta\ AT}$$

Ecuación 6-5



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

6.2 Coeficientes de pérdidas globales del escenario de Punta año 2008

Caso	Pcons GBT (kW)	Pcons CMT (kW)	Pcons CAT (kW)	Pcons GDBT (kW)	Pcons GDMT (kW)	Pcons GDAT (kW)	Pneta GT (kW)	Pneta MT (kW)	Pneta AT (kW)
R1-001_10	129,539	59,008	44,391	183	11,796	39,865	129,356	47,212	4,526
R1-001_12	259,907	279,922	31,489	505	82,049	89,686	259,402	197,873	-58,197
R1-001_13	683	378	0	47	134	0	636	244	0
R1-001_16	59,428	45,881	5,228	486	22,310	181,575	58,942	23,571	-176,347
R1-001_19	57,443	43,392	23,825	53	6,853	73,071	57,390	36,539	-49,246
R1-001_1	130,644	156,618	4,305	408	8,635	56,954	130,236	147,983	-52,649
R1-001_20	307,133	237,588	132,815	195	4,444	66,624	306,938	233,144	66,191
R1-001_23	2	2	0	0	0	0	2	2	0
R1-001_24	115,521	30,651	63,162	178	4,120	23,770	115,343	26,531	39,392
R1-001_26	147,024	62,710	51,009	623	26,908	89,946	146,401	35,802	-38,937
R1-001_28	1,534,112	846,603	156,816	615	17,392	26,929	1,533,497	829,211	129,887
R1-001_2	153,177	187,984	25,266	1,954	48,242	385,887	151,223	139,742	-360,621
R1-001_30	476,186	461,939	65,540	1,510	51,687	78,376	474,676	410,252	-12,836
R1-001_31	267,503	159,248	169,524	787	88,222	213,497	266,716	71,026	-43,973
R1-001_33	298	11,694	0	0	0	0	298	11,694	0
R1-001_34	56,714	19,727	46,884	494	2,184	62,352	56,220	17,543	-15,468
R1-001_37	161,441	48,730	30,672	381	8,298	17,172	161,060	40,432	13,500
R1-001_3	767,283	527,788	31,550	1,664	25,808	1,691	765,619	501,980	29,859
R1-001_40	166	1,789	2,954	0	0	0	166	1,789	2,954
R1-001_42	36,399	10,213	10,231	156	13,810	28,372	36,243	-3,597	-18,141
R1-001_45	184,740	104,131	15,543	275	17,267	4,145	184,465	86,864	11,398
R1-001_46	913,795	664,974	66,387	2,610	64,416	22,036	911,185	600,558	44,351
R1-001_47	203,095	101,602	104,750	395	9,866	58,004	202,700	91,736	46,746
R1-001_48-39	455,868	349,809	46,952	171	4,533	86,386	455,697	345,276	-39,434
R1-001_49	87,822	22,083	22,529	566	2,584	42,616	87,256	19,399	-20,087
R1-001_5	77,981	33,194	14,043	251	5,727	4,435	77,730	27,467	9,608
R1-001_6	42,051	30,601	31,548	172	9,887	1,424	41,879	20,714	30,124
R1-001_9	167,800	58,879	101,674	454	55,079	244,816	167,346	3,800	-143,142
R1-002_13-02-06-14	259,124	150,791	28,520	541	9,454	51,922	258,583	141,337	-23,402
R1-002_15	499,404	181,823	217,179	93	44,564	291,398	499,311	137,259	-74,219
R1-002_27	54,344	20,495	40,914	143	5,068	71,742	54,201	15,427	-30,828
R1-002_28	1,057,963	722,499	100,063	442	3,993	58,957	1,057,521	718,506	41,106
R1-002_32	180,329	66,518	539	35	22,670	51,228	180,294	43,848	-50,689
R1-002_36	391,709	179,158	14,564	155	22,877	27,627	391,554	156,281	-13,063
R1-002_40-09-47	98,994	58,869	10,053	115	4,180	40,869	98,879	54,689	-30,816
R1-002_45	170,851	113,388	66,740	134	15,318	39,177	170,717	98,070	27,563
R1-003_27-15-33-UFD	124,978	50,002	13,260	127	8,176	8,018	124,851	41,826	5,242
R1-003_27-15-33-VIED	110,558	44,232	11,730	151	7,180	8,262	110,407	37,052	3,468
R1-005_33-27	59,846	47,559	6,440	5	189	244,009	59,841	47,370	-237,569



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Pcons GBT (kW)	Pcons CMT (kW)	Pcons CAT (kW)	Pcons GDBT (kW)	Pcons GDI/IT (kW)	Pcons GDAT (kW)	Pneta BT (kW)	Pneta MT (kW)	Pneta AT (kW)
R1-005_39-34-09	285,090	127,226	159,307	443	12,367	40,805	284,647	114,859	118,502
R1-008_03	7,127	2,416	0	1	80	0	7,126	2,336	0
R1-008_28	8,644	7,188	0	0	0	0	8,644	7,188	0
R1-008_33-27	639,765	276,971	220,324	50	41,410	27,831	639,715	235,561	192,493
R1-008_46	2,873	23,952	0	214	126	0	2,659	23,826	0
R1-009_16-IBED	22,863	7,379	0	103	208	0	22,760	7,171	0
R1-009_16-UFD	28,997	9,358	0	97	195	0	28,900	9,163	0
R1-299_04	281,617	110,288	35,560	70	2,022	0	281,547	108,266	35,560
R1-299_06	174,299	63,527	15,672	138	7,033	0	174,161	56,494	15,672
R1-299_07_E[]	79,798	11,740	0	26	414	0	79,772	11,326	0
R1-299_07_I[]	96,159	21,617	0	19	0	0	96,140	21,617	0
R1-299_07_M[]	582,404	155,921	12,975	368	5,141	0	582,036	150,780	12,975
R1-299_08	2,944,822	1,305,919	71,352	2,371	105,295	13,551	2,942,451	1,200,624	57,801
R1-299_11	366,237	123,438	99,096	40	16,294	83,675	366,197	107,144	15,421
R1-299_14	288,866	116,372	45,670	117	5,171	136,005	288,749	111,201	-90,335
R1-299_17	500,788	141,688	3,840	409	19,728	11,909	500,379	121,960	-8,069
R1-299_18	363,251	111,669	18,948	108	9,669	5,363	363,143	102,000	13,585
R1-299_21	200,603	91,554	95,252	28	4,602	45,135	200,575	86,952	50,117
R1-299_22	124,526	50,819	54,761	205	32,979	46,393	124,321	17,840	8,368
R1-299_23-02-13	263,378	149,041	24,209	206	8,024	16,977	263,172	141,017	7,232
R1-299_25	268,561	111,325	4,560	1,313	50,805	111,005	267,248	60,520	-106,445
R1-299_29	688,591	270,402	21,135	90	1,814	20,075	688,501	268,588	1,060
R1-299_32	10	296	0	0	0	0	10	296	0
R1-299_35_F[]	64,795	32,621	0	66	978	0	64,729	31,643	0
R1-299_35_G[]	415,019	152,339	11,736	381	210	0	414,638	152,129	11,736
R1-299_35_L[]	79,466	35,216	0	81	53	22	79,385	35,163	-22
R1-299_38_G[]	11,357	1,987	0	0	10	0	11,357	1,977	0
R1-299_38_H[]	5,266	1,774	0	0	175	0	5,266	1,599	0
R1-299_38_P[]	35,481	8,471	0	9	605	0	35,472	7,866	0
R1-299_38_T[]	379,548	162,511	1,920	54	29	0	379,494	162,482	1,920
R1-299_41	694,857	334,914	57,355	78	9,886	7,869	694,779	325,028	49,486
R1-299_42-26	13,344	7,970	5,040	29	645	0	13,315	7,325	5,040
R1-299_43-12	532,565	242,580	105,528	449	26,911	34,803	532,116	215,669	70,725
R1-299_44-46	85,267	35,969	36,967	175	5,324	1,757	85,092	30,645	35,210
R1-299_50-31	510,973	283,194	141,408	303	16,037	6,602	510,670	267,157	134,806
R1-311_15	16,241	2,799	1,560	0	2,349	6,798	16,241	450	-5,238
R1-316_46	4,728	7,957	0	0	0	0	4,728	7,957	0
TOTAL	20,870,031	10,792,880	3,053,264	25,115	1,122,609	3,409,413	20,844,916	9,670,271	-356,149

Tabla 6-1 Potencias consumida, generada y neta en cada nivel de tensión para el escenario Punta del año 2008



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Flujo BT (kW)	Flujo CCTT (kW)	Flujo MT (kW)	Flujo SSEE (kW)	Flujo AT (kW)	Perdidas BT (kW)	Perdidas CCTT (kW)	Perdidas MT (kW)	Perdidas SSEE (kW)	Perdidas AT (kW)
R1-001_10	129,355	104,851	131,917	113,087	119,560	1,708	1,030	1,126	1,947	1,308
R1-001_12	259,402	209,544	367,131	314,930	259,316	2,528	2,029	3,375	2,583	1,192
R1-001_13	636	519	665	582	662	13	7	20	80	0
R1-001_16	58,942	47,940	62,341	54,076	-121,704	983	522	1,278	567	1,007
R1-001_19	57,390	46,450	74,104	63,447	14,736	672	507	539	535	518
R1-001_1	130,236	104,977	232,788	199,273	148,281	985	1,030	1,650	1,657	381
R1-001_20	306,938	247,338	432,840	369,325	438,628	2,235	2,281	1,660	3,112	2,604
R1-001_23	2	2	3	3	49	0	0	0	46	0
R1-001_24	115,343	93,222	101,835	87,430	128,331	1,184	908	1,024	1,509	809
R1-001_26	146,401	118,077	131,197	112,475	74,876	1,195	1,167	1,126	1,338	938
R1-001_28	1,533,497	1,235,927	1,826,842	1,560,791	1,702,158	11,412	11,112	9,382	11,480	4,864
R1-001_2	151,223	122,322	238,589	206,141	-152,694	1,680	1,236	3,930	1,786	2,247
R1-001_30	474,676	383,796	720,491	619,048	610,718	5,069	4,003	7,801	4,506	3,751
R1-001_31	266,716	215,424	244,974	211,001	169,901	2,564	2,011	3,262	2,873	1,826
R1-001_33	298	241	11,890	10,151	10,477	3	4	53	326	7
R1-001_34	56,220	45,488	54,295	46,390	31,590	640	452	281	668	365
R1-001_37	161,060	130,303	145,694	124,408	139,699	1,819	1,274	669	1,791	979
R1-001_3	765,619	618,842	1,001,772	861,400	897,366	7,933	5,898	11,640	6,107	3,307
R1-001_40	166	135	1,899	1,650	4,645	3	2	43	41	122
R1-001_42	36,243	29,270	20,067	17,338	-143	344	311	330	660	255
R1-001_45	184,465	149,290	207,552	178,749	191,703	2,148	1,569	2,741	1,556	843
R1-001_46	911,185	735,486	1,194,381	1,024,098	1,075,631	8,173	6,792	10,440	7,182	3,632
R1-001_47	202,700	163,806	223,993	191,333	240,270	2,058	1,515	1,104	2,191	687
R1-001_48-39	455,697	366,656	641,414	547,185	512,158	2,623	3,516	2,334	4,407	2,307
R1-001_49	87,256	70,674	76,542	65,531	46,418	1,087	754	553	974	241
R1-001_5	77,730	63,025	78,455	67,458	77,869	1,051	710	907	803	997
R1-001_6	41,879	34,100	48,308	41,847	72,814	746	392	924	843	2,385
R1-001_9	167,346	135,029	112,997	97,574	-43,633	1,440	1,468	1,796	1,935	1,541
R1-002_13-02-06-14	258,583	209,974	311,035	267,194	246,119	3,885	2,148	3,311	2,327	2,587
R1-002_15	499,311	404,301	463,819	399,029	328,206	6,065	3,899	5,627	3,396	1,669
R1-002_27	54,201	44,062	51,165	44,999	14,830	876	611	1,775	659	1,197
R1-002_28	1,057,521	853,414	1,406,926	1,201,373	1,250,695	9,246	7,112	6,454	8,216	2,233
R1-002_32	180,294	146,258	162,099	138,845	89,374	2,528	1,556	1,248	1,218	591
R1-002_36	391,554	317,499	412,705	354,766	344,568	5,320	3,031	4,667	2,865	1,857
R1-002_40-09-47	98,879	80,402	119,658	102,909	73,141	1,623	810	1,411	1,048	1,487
R1-002_45	170,717	138,650	210,171	180,688	209,785	2,596	1,476	2,403	1,534	2,477
R1-003_27-15-33-UFD	124,851	101,091	123,639	106,377	112,380	1,513	1,175	1,510	761	748
R1-003_27-15-33-VIED	110,407	89,271	109,326	93,920	98,072	1,182	1,071	1,168	684	581
R1-005_33-27	59,841	48,347	86,533	74,102	-162,419	593	507	645	1,048	875
R1-005_39-34-09	284,647	230,098	300,941	257,213	378,571	2,975	2,505	1,662	2,856	1,758
R1-008_03	7,126	5,809	7,027	6,144	6,195	135	55	201	51	2



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Flujo BT (kW)	Flujo CCTT (kW)	Flujo MT (kW)	Flujo SSEE (kW)	Flujo AT (kW)	Pérdidas BT (kW)	Pérdidas CCTT (kW)	Pérdidas MT (kW)	Pérdidas SSEE (kW)	Pérdidas AT (kW)
R1-008_28	8,644	7,012	12,846	11,051	11,128	121	61	155	77	4
R1-008_33-27	639,715	518,771	654,600	563,681	760,496	8,749	5,027	8,555	4,322	4,124
R1-008_46	2,659	2,170	25,589	22,137	22,283	54	33	455	146	16
R1-009_16-IBED	22,760	18,344	21,983	18,765	18,875	170	171	94	110	33
R1-009_16-UFD	28,900	23,340	28,005	23,935	24,072	275	213	154	137	54
R1-299_04	281,547	228,228	292,768	251,754	289,105	3,738	2,400	3,413	1,791	2,916
R1-299_06	174,161	141,211	170,689	146,697	164,067	2,353	1,532	1,896	1,698	1,763
R1-299_07_E[]	79,772	64,506	63,445	54,594	54,953	861	642	783	359	127
R1-299_07_J[]	96,140	77,546	84,305	72,233	72,709	792	814	675	476	33
R1-299_07_M[]	582,036	470,298	530,631	455,369	471,594	5,837	4,515	5,098	3,250	153
R1-299_08	2,942,451	2,372,758	3,115,892	2,667,513	2,743,338	23,497	21,327	22,358	18,024	5,383
R1-299_11	366,197	296,296	346,626	297,350	315,598	4,173	3,056	3,198	2,827	2,514
R1-299_14	288,749	233,493	300,086	258,315	170,164	3,117	2,614	3,814	2,184	3,697
R1-299_17	500,379	404,569	448,801	386,904	381,635	5,332	3,982	6,381	2,800	4,445
R1-299_18	363,143	293,786	339,572	291,374	307,498	4,090	3,178	3,222	2,539	2,217
R1-299_21	200,575	162,549	218,408	187,812	239,549	2,611	1,771	2,547	1,620	2,424
R1-299_22	124,321	100,545	99,188	86,106	96,999	1,360	1,140	2,113	2,525	1,215
R1-299_23-02-13	263,172	213,257	313,616	269,929	279,246	3,399	2,492	3,947	2,085	3,693
R1-299_25	267,248	216,040	235,206	203,844	99,753	2,802	2,317	4,611	2,354	749
R1-299_29	688,501	557,082	718,672	615,888	621,240	7,851	5,523	5,903	4,292	1,926
R1-299_32	10	8	302	257	297	0	0	0	40	0
R1-299_35_F[]	64,729	52,474	74,023	63,938	64,376	863	501	1,198	438	18
R1-299_35_G[]	414,638	335,655	423,026	362,520	377,083	4,931	2,966	3,468	2,827	156
R1-299_35_L[]	79,385	64,511	87,230	75,172	75,670	1,254	572	1,208	520	18
R1-299_38_G[]	11,357	9,242	9,443	8,151	8,210	195	91	146	59	3
R1-299_38_H[]	5,266	4,322	5,091	4,406	4,461	137	42	93	55	1
R1-299_38_P[]	35,472	28,912	31,211	26,816	27,004	668	269	338	188	5
R1-299_38_T[]	379,494	307,710	410,832	352,791	358,183	5,143	2,728	4,216	3,472	201
R1-299_41	694,779	562,011	779,325	667,554	722,377	7,735	5,860	6,033	5,337	4,830
R1-299_42-26	13,313	10,818	16,089	13,740	19,077	207	137	76	297	78
R1-299_43-12	532,116	430,431	563,366	486,246	560,407	5,923	4,190	8,688	3,436	11,308
R1-299_44-46	85,092	68,981	86,442	74,019	110,792	1,134	765	639	1,563	1,391
R1-299_50-31	510,670	412,220	599,965	512,265	652,243	4,605	3,790	2,700	5,172	3,757
R1-311_15	16,241	13,251	11,188	9,694	4,592	323	171	217	136	7
R1-316_46	4,728	3,833	11,051	9,409	9,515	63	35	18	106	3
TOTAL	20,844,916	16,848,090	23,279,527	19,966,506	19,777,785	215,196	163,481	210,480	167,428	116,437

Tabla 6-2 Flujo de potencia y pérdidas para cada escalón de la red para el escenario Punta del año 2008

Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Kperd BT	Kperd COT	Kperd MT	Kperd SSEF	Kperd AT	Kperd TOT
R1-001_10	1.32%	0.98%	0.85%	1.72%	1.09%	6.11%
R1-001_12	0.97%	0.97%	0.92%	0.82%	0.46%	4.21%
R1-001_13	2.04%	1.35%	3.01%	13.74%	0.00%	21.17%
R1-001_16	1.67%	1.09%	2.05%	1.05%	0.83%	6.86%
R1-001_19	1.17%	1.09%	0.73%	0.84%	3.52%	7.54%
R1-001_1	0.76%	0.98%	0.71%	0.83%	0.26%	3.58%
R1-001_20	0.73%	0.92%	0.38%	0.84%	0.59%	3.52%
R1-001_23	0.00%	0.00%	0.00%	1649.93%	0.00%	1649.93%
R1-001_24	1.03%	0.97%	1.01%	1.73%	0.63%	5.48%
R1-001_26	0.82%	0.99%	0.86%	1.19%	1.25%	5.21%
R1-001_28	0.74%	0.90%	0.51%	0.74%	0.29%	3.22%
R1-001_2	1.11%	1.01%	1.65%	0.87%	1.47%	6.26%
R1-001_30	1.07%	1.04%	1.08%	0.73%	0.61%	4.62%
R1-001_31	0.96%	0.93%	1.33%	1.36%	1.07%	5.79%
R1-001_33	1.01%	1.66%	0.45%	3.21%	0.07%	6.53%
R1-001_34	1.14%	0.99%	0.52%	1.44%	1.16%	5.35%
R1-001_37	1.13%	0.98%	0.46%	1.44%	0.70%	4.79%
R1-001_3	1.04%	0.95%	1.16%	0.71%	0.37%	4.30%
R1-001_40	1.81%	1.48%	2.26%	2.48%	2.63%	11.12%
R1-001_42	0.95%	1.06%	1.64%	3.81%	178.14%	199.41%
R1-001_45	1.16%	1.05%	1.32%	0.87%	0.44%	4.94%
R1-001_46	0.90%	0.92%	0.87%	0.70%	0.34%	3.79%
R1-001_47	1.02%	0.92%	0.49%	1.15%	0.29%	3.92%
R1-001_48-39	0.58%	0.96%	0.36%	0.81%	0.45%	3.19%
R1-001_49	1.25%	1.07%	0.72%	1.49%	0.52%	5.14%
R1-001_5	1.35%	1.13%	1.16%	1.19%	1.28%	6.26%
R1-001_6	1.78%	1.15%	1.91%	2.01%	3.28%	10.54%
R1-001_9	0.86%	1.09%	1.59%	1.98%	3.53%	9.36%
R1-002_13-02-06-14	1.50%	1.02%	1.06%	0.87%	1.05%	5.63%
R1-002_15	1.21%	0.96%	1.21%	0.85%	0.51%	4.84%
R1-002_27	1.62%	1.39%	3.47%	1.46%	8.07%	16.89%
R1-002_28	0.87%	0.83%	0.46%	0.68%	0.18%	3.06%
R1-002_32	1.40%	1.06%	0.77%	0.88%	0.66%	4.86%
R1-002_36	1.36%	0.95%	1.13%	0.81%	0.54%	4.88%
R1-002_40-09-47	1.64%	1.01%	1.18%	1.02%	2.03%	7.07%
R1-002_45	1.52%	1.06%	1.14%	0.85%	1.18%	5.89%
R1-003_27-15-33-UFD	1.21%	1.16%	1.22%	0.72%	0.67%	5.07%
R1-003_27-15-33-VIED	1.07%	1.20%	1.07%	0.73%	0.59%	4.75%
R1-005_33-27	0.99%	1.26%	0.75%	1.41%	0.54%	5.04%
R1-005_39-34-09	1.05%	1.09%	0.55%	1.11%	0.46%	4.33%
R1-008_03	1.89%	0.95%	2.86%	0.83%	0.03%	6.71%
R1-008_28	1.40%	0.87%	1.21%	0.70%	0.04%	4.27%



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

R1-008_33-27	1.37%	0.97%	1.31%	0.77%	0.54%	5.05%
R1-008_46	2.03%	1.52%	1.78%	0.66%	0.07%	6.20%
R1-009_16-IBED	0.75%	0.93%	0.43%	0.59%	0.17%	2.90%
R1-009_16-UFD	0.95%	0.91%	0.55%	0.57%	0.22%	3.25%
R1-299_04	1.33%	1.05%	1.17%	0.71%	1.01%	5.38%
R1-299_06	1.35%	1.08%	1.11%	1.16%	1.07%	5.91%
R1-299_07_E[]	1.08%	1.00%	1.23%	0.66%	0.23%	4.27%
R1-299_07_I[]	0.82%	1.05%	0.80%	0.66%	0.05%	3.42%
R1-299_07_M[]	1.00%	0.96%	0.96%	0.71%	0.03%	3.72%
R1-299_08	0.80%	0.90%	0.72%	0.68%	0.20%	3.33%
R1-299_11	1.14%	1.03%	0.92%	0.95%	0.80%	4.94%
R1-299_14	1.08%	1.12%	1.27%	0.85%	2.17%	6.65%
R1-299_17	1.07%	0.98%	1.42%	0.72%	1.16%	5.47%
R1-299_18	1.13%	1.08%	0.95%	0.87%	0.72%	4.84%
R1-299_21	1.30%	1.09%	1.17%	0.86%	1.01%	5.55%
R1-299_22	1.09%	1.13%	2.13%	2.93%	1.25%	8.83%
R1-299_23-02-13	1.29%	1.17%	1.26%	0.77%	1.32%	5.95%
R1-299_25	1.05%	1.07%	1.96%	1.15%	0.75%	6.13%
R1-299_29	1.14%	0.99%	0.82%	0.70%	0.31%	4.02%
R1-299_32	0.00%	0.00%	0.00%	15.56%	0.00%	15.56%
R1-299_35_F[]	1.33%	0.95%	1.62%	0.69%	0.03%	4.70%
R1-299_35_G[]	1.19%	0.88%	0.82%	0.78%	0.04%	3.77%
R1-299_35_I[]	1.58%	0.89%	1.38%	0.69%	0.02%	4.64%
R1-299_38_G[]	1.72%	0.98%	1.55%	0.72%	0.04%	5.10%
R1-299_38_H[]	2.60%	0.97%	1.83%	1.25%	0.02%	6.83%
R1-299_38_P[]	1.88%	0.93%	1.08%	0.70%	0.02%	4.69%
R1-299_38_T[]	1.36%	0.89%	1.03%	0.98%	0.06%	4.38%
R1-299_41	1.11%	1.04%	0.77%	0.80%	0.67%	4.48%
R1-299_42-26	1.55%	1.27%	0.47%	2.16%	0.41%	5.99%
R1-299_43-12	1.11%	0.97%	1.54%	0.71%	2.02%	6.51%
R1-299_44-46	1.33%	1.11%	0.74%	2.11%	1.26%	6.72%
R1-299_50-31	0.90%	0.92%	0.45%	1.01%	0.58%	3.92%
R1-311_15	1.99%	1.29%	1.94%	1.40%	0.15%	6.95%
R1-316_46	1.33%	0.91%	0.16%	1.13%	0.03%	3.61%
TOTAL	1.03%	0.97%	0.90%	0.84%	0.59%	4.41%

Tabla 6-3 Coeficientes de pérdidas globales en cada escalón de la red para el escenario Punta del año 2008

6.3 Coeficientes de pérdidas globales del escenario de Valle año 2008

Caso	Pcons CBT (kW)	Pcons CMT (kW)	Pcons CAT (kW)	Pcons GOBT (kW)	Pcons GDMT (kW)	Pcons GDAT (kW)	Pneta BT (kW)	Pneta MT (kW)	Pneta AT (kW)
R1-001_10	113,742	51,812	38,977	68	4,644	46,241	113,674	47,168	-7,264
R1-001_12	228,211	245,785	27,649	188	101,379	117,251	228,023	144,406	-89,602
R1-001_13	600	331	0	18	50	0	582	281	0
R1-001_16	52,180	40,285	4,590	181	16,386	225,359	51,999	23,899	-220,769
R1-001_19	50,438	38,100	20,920	20	7,342	94,352	50,418	30,758	-73,432
R1-001_1	114,712	137,519	3,780	179	9,941	73,293	114,533	127,578	-69,513
R1-001_20	269,678	208,614	116,618	73	5,984	88,419	269,605	202,630	28,199
R1-001_23	1	2	0	0	0	0	1	2	0
R1-001_24	101,433	26,913	55,459	86	4,709	31,424	101,347	22,204	24,035
R1-001_26	129,094	55,062	44,788	248	30,419	112,285	128,846	24,643	-67,497
R1-001_28	1,347,026	743,359	137,692	229	22,522	35,553	1,346,797	720,837	102,139
R1-001_2	134,497	165,059	22,185	728	30,714	495,683	133,769	134,345	-473,498
R1-001_30	418,115	405,605	57,547	563	39,569	101,873	417,552	366,036	-44,326
R1-001_31	234,880	139,828	148,850	323	105,306	274,779	234,557	34,522	-125,929
R1-001_33	261	10,268	0	0	0	0	261	10,268	0
R1-001_34	49,797	17,321	41,166	205	1,847	69,951	49,592	15,474	-28,785
R1-001_37	141,753	42,787	26,932	180	7,015	21,281	141,573	35,772	5,651
R1-001_3	673,712	463,423	27,702	619	28,230	2,099	673,093	435,193	25,603
R1-001_40	145	1,571	2,594	0	0	0	145	1,571	2,594
R1-001_42	31,960	8,968	8,983	58	17,220	37,049	31,902	-8,252	-28,066
R1-001_45	162,211	91,432	13,648	104	13,692	3,351	162,107	77,740	10,297
R1-001_46	802,357	583,880	58,291	972	79,525	29,313	801,385	504,355	28,978
R1-001_47	178,327	89,212	91,976	147	8,806	73,223	178,180	80,406	18,753
R1-001_48-39	400,274	307,149	41,226	102	6,058	114,125	400,172	301,091	-72,899
R1-001_49	77,112	19,390	19,782	211	999	41,024	76,901	18,391	-21,242
R1-001_5	68,471	29,146	12,330	93	3,970	3,940	68,378	25,176	8,390
R1-001_6	36,922	26,869	27,701	64	6,006	530	36,858	20,863	27,171
R1-001_9	147,337	51,699	89,275	193	70,093	317,767	147,144	-18,394	-228,492
R1-002_13-02-06-14	234,208	136,292	25,778	207	4,049	65,530	234,001	132,243	-39,752
R1-002_15	451,384	164,340	196,296	36	55,108	388,767	451,348	109,232	-192,471
R1-002_27	49,119	18,525	36,980	55	5,809	86,364	49,064	12,716	-49,384
R1-002_28	956,236	653,028	90,442	169	4,745	70,542	956,067	648,283	19,900
R1-002_32	162,990	60,122	487	13	26,296	46,223	162,977	33,826	-45,736
R1-002_36	354,045	161,931	13,164	62	26,560	35,716	353,983	135,371	-22,552
R1-002_40-09-47	89,475	53,209	9,087	44	3,051	56,045	89,431	50,158	-46,958
R1-002_45	154,423	102,485	60,323	51	14,609	45,653	154,372	87,876	14,670
R1-003_27-15-33-UFD	112,961	45,194	11,985	49	9,608	8,214	112,912	35,586	3,771
R1-003_27-15-33-VIED	108,154	43,271	11,475	53	9,162	8,131	108,101	34,109	3,344
R1-005_33-27	58,545	46,525	6,300	2	259	360,714	58,543	46,266	-354,414



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Pcons GBT (kW)	Pcons GMT (kW)	Pcons GAT (kW)	Pcons GDET (kW)	Pcons GDMT (kW)	Pcons GDAT (kW)	Pneta BT (kW)	Pneta MT (kW)	Pneta AT (kW)
R1-005_39-34-09	278,892	124,460	155,844	154	17,098	43,833	278,738	107,362	112,011
R1-008_03	6,708	2,274	0	0	33	0	6,708	2,241	0
R1-008_28	8,136	6,765	0	0	0	0	8,136	6,765	0
R1-008_33-27	602,132	260,679	207,364	21	56,262	42,253	602,111	204,417	165,111
R1-008_46	2,704	22,543	0	89	52	0	2,615	22,491	0
R1-009_16-IBED	20,075	6,479	0	38	77	0	20,037	6,402	0
R1-009_16-UFD	26,208	8,459	0	37	74	0	26,171	8,385	0
R1-299_04	240,548	94,204	30,374	20	1,704	0	240,528	92,500	30,374
R1-299_06	148,880	54,263	13,387	39	2,004	0	148,841	52,259	13,387
R1-299_07_E[]	68,161	10,028	0	8	118	0	68,153	9,910	0
R1-299_07_I[]	82,136	18,465	0	5	0	0	82,131	18,465	0
R1-299_07_M[]	497,470	133,182	11,083	142	2,009	0	497,328	131,173	11,083
R1-299_08	2,515,369	1,115,473	60,947	926	99,818	11,006	2,514,443	1,015,655	49,941
R1-299_11	312,828	105,437	84,645	12	14,610	80,714	312,816	90,827	3,931
R1-299_14	246,740	99,401	39,010	33	4,226	119,393	246,707	95,175	-80,383
R1-299_17	427,756	121,025	3,280	171	17,711	8,261	427,585	103,314	-4,981
R1-299_18	310,277	95,384	16,185	31	8,607	3,692	310,246	86,777	12,493
R1-299_21	171,349	78,202	81,361	8	4,466	43,604	171,341	73,736	37,757
R1-299_22	106,366	43,408	46,775	71	30,819	31,938	106,295	12,589	14,837
R1-299_23-02-13	224,969	127,306	20,678	59	6,812	11,528	224,910	120,494	9,150
R1-299_25	229,395	95,090	3,895	411	43,851	76,927	228,984	51,238	-73,032
R1-299_29	588,171	230,968	18,053	26	1,596	15,356	588,145	229,372	2,697
R1-299_32	8	253	0	0	0	0	8	253	0
R1-299_35_F[]	55,345	27,864	0	19	881	0	55,326	26,983	0
R1-299_35_G[]	354,495	130,123	10,025	108	60	0	354,387	130,063	10,025
R1-299_35_I[]	67,877	30,080	0	23	15	17	67,854	30,065	-17
R1-299_38_G[]	9,700	1,697	0	0	8	0	9,700	1,689	0
R1-299_38_H[]	4,498	1,515	0	0	139	0	4,498	1,376	0
R1-299_38_P[]	30,307	7,236	0	2	468	0	30,305	6,768	0
R1-299_38_T[]	324,197	138,811	1,640	15	8	0	324,182	138,803	1,640
R1-299_41	593,524	286,073	48,990	22	9,469	5,417	593,502	276,604	43,573
R1-299_42-26	11,398	6,808	4,305	8	464	0	11,390	6,344	4,305
R1-299_43-12	454,899	207,204	90,139	141	24,464	31,847	454,758	182,740	58,292
R1-299_44-46	72,832	30,724	31,576	50	4,263	1,531	72,782	26,461	30,045
R1-299_50-31	436,456	241,895	120,786	102	11,953	6,012	436,354	229,942	114,774
R1-311_15	14,680	2,530	1,410	0	2,801	9,676	14,680	-271	-8,266
R1-316_46	4,450	7,489	0	0	0	0	4,450	7,489	0
TOTAL	18,246,722	9,460,108	2,704,730	9,384	1,148,622	4,125,069	18,237,338	8,311,486	-1,420,339

Tabla 6-4 Potencias consumida, generada y neta en cada nivel de tensión para el escenario Valle del año 2008



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Flujo PT (kW)	Flujo CCTT (kW)	Flujo MT (kW)	Flujo SSEE (kW)	Flujo AT (kW)	Pérdidas PT (kW)	Pérdidas CCTT (kW)	Pérdidas MT (kW)	Pérdidas SSEE (kW)	Pérdidas AT (kW)
R1-001_10	113,674	91,990	121,519	104,041	98,686	1,314	948	883	1,909	1,269
R1-001_12	228,023	183,976	293,078	251,466	164,191	1,947	1,864	2,764	2,327	1,101
R1-001_13	582	474	665	582	662	10	6	20	80	0
R1-001_16	51,999	42,206	58,051	50,278	-169,942	759	483	1,100	549	1,583
R1-001_19	50,418	40,748	63,732	54,519	-18,416	517	469	408	497	514
R1-001_1	114,533	92,234	202,124	172,892	104,911	760	948	1,278	1,532	305
R1-001_20	269,605	217,062	377,953	322,349	353,460	1,722	2,092	1,281	2,912	2,152
R1-001_23	1	1	3	2	48	0	0	0	46	0
R1-001_24	101,347	81,807	88,318	75,857	101,363	912	835	926	1,471	676
R1-001_26	128,846	103,814	108,554	93,289	27,080	922	1,074	1,198	1,288	983
R1-001_28	1,346,797	1,084,469	1,596,553	1,363,221	1,475,877	8,789	10,176	7,236	10,517	4,110
R1-001_2	133,769	108,050	221,699	191,440	-280,357	1,294	1,142	3,525	1,701	3,313
R1-001_30	417,552	337,166	638,726	548,243	508,073	3,906	3,696	6,266	4,156	2,961
R1-001_31	234,557	189,223	187,377	161,989	38,876	1,972	1,845	3,199	2,816	2,104
R1-001_33	261	210	10,439	8,907	9,231	2	3	40	324	5
R1-001_34	49,592	40,070	47,865	40,871	12,732	496	418	219	646	433
R1-001_37	141,573	114,379	128,215	109,428	116,813	1,401	1,175	524	1,734	741
R1-001_3	673,093	543,366	874,226	750,911	782,020	6,114	5,426	9,199	5,506	2,749
R1-001_40	145	118	1,567	1,445	4,080	2	2	33	41	121
R1-001_42	31,902	25,733	12,565	11,011	-16,397	264	288	389	658	298
R1-001_45	162,107	131,009	183,707	157,980	169,730	1,654	1,450	2,152	1,453	688
R1-001_46	801,385	646,148	1,026,249	879,343	914,751	6,300	6,220	8,272	6,430	3,030
R1-001_47	178,180	143,814	196,570	167,825	188,687	1,588	1,390	872	2,109	531
R1-001_48-39	400,172	321,754	561,077	478,445	409,633	2,021	3,228	1,800	4,087	1,971
R1-001_49	76,901	62,192	68,703	58,775	38,484	839	698	444	951	188
R1-001_5	68,378	55,350	69,983	60,108	69,275	809	659	733	777	785
R1-001_6	36,858	29,945	45,111	39,012	67,018	573	365	786	835	2,091
R1-001_9	147,144	118,603	77,577	67,929	-158,640	1,110	1,360	2,340	1,923	2,278
R1-002_13-02-06-14	234,001	189,736	285,615	245,110	207,562	3,169	1,979	2,750	2,204	2,142
R1-002_15	451,348	365,036	404,118	347,597	158,242	4,947	3,572	4,819	3,116	1,622
R1-002_27	49,064	39,823	45,031	39,698	-9,048	715	571	1,672	638	894
R1-002_28	956,067	770,890	1,270,174	1,084,126	1,111,494	7,546	6,473	5,269	7,468	1,824
R1-002_32	162,977	132,031	140,594	120,406	75,807	2,062	1,429	1,060	1,137	485
R1-002_36	353,983	286,658	366,919	315,237	295,299	4,339	2,778	3,948	2,614	1,545
R1-002_40-09-47	89,431	72,605	108,836	93,517	47,569	1,325	743	1,184	1,010	1,194
R1-002_45	154,372	125,194	189,120	162,429	178,533	2,120	1,362	1,973	1,434	1,980
R1-003_27-15-33-UFD	112,912	91,317	109,509	94,194	98,654	1,234	1,087	1,308	689	604
R1-003_27-15-33-VIED	108,101	87,386	104,861	90,137	94,147	1,131	1,055	1,182	666	552
R1-005_33-27	58,543	47,288	84,575	72,414	-280,959	567	598	618	1,041	1,643
R1-005_39-34-09	278,738	225,267	289,549	247,474	362,314	2,846	2,467	1,596	2,829	1,721
R1-008_03	6,708	5,462	6,651	5,806	5,856	119	51	180	50	2



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Flujo BT (kW)	Flujo CCTT (kW)	Flujo MT (kW)	Flujo SSEE (kW)	Flujo AT (kW)	Pérdidas BT (kW)	Pérdidas CCTT (kW)	Pérdidas MT (kW)	Pérdidas SSEE (kW)	Pérdidas AT (kW)
R1-008_28	8,136	6,594	12,086	10,390	10,462	107	57	137	72	3
R1-008_33-27	602,111	487,885	598,475	515,278	684,437	7,745	4,688	7,734	4,048	3,741
R1-008_46	2,615	2,132	24,222	20,933	21,068	50	32	405	135	14
R1-009_16-IBED	20,037	16,134	19,434	16,581	16,682	131	155	73	101	26
R1-009_16-UFD	26,171	21,116	25,432	21,724	21,848	224	193	126	124	44
R1-299_04	240,528	194,601	249,893	214,551	246,500	2,723	2,141	2,520	1,575	2,199
R1-299_06	148,841	120,443	149,715	128,499	143,463	1,713	1,377	1,460	1,577	1,400
R1-299_07_E[]	68,153	55,024	54,386	46,713	47,010	627	571	570	297	92
R1-299_07_I[]	82,131	66,166	71,977	61,597	61,992	577	723	491	395	24
R1-299_07_M[]	497,328	401,263	455,376	390,269	404,035	4,251	3,991	3,764	2,683	112
R1-299_08	2,514,443	2,025,246	2,650,884	2,267,174	2,332,672	17,114	18,791	16,379	15,557	4,800
R1-299_11	312,816	252,684	295,156	252,932	259,471	3,039	2,727	2,411	2,608	2,082
R1-299_14	246,707	199,182	256,408	220,398	141,994	2,270	2,360	2,883	1,979	2,905
R1-299_17	427,585	345,182	382,288	329,021	326,487	3,892	3,536	4,796	2,447	3,401
R1-299_18	310,246	250,580	289,526	248,196	263,003	2,979	2,856	2,469	2,314	1,747
R1-299_21	171,341	138,594	185,884	159,592	198,848	1,902	1,590	1,872	1,499	1,898
R1-299_22	106,295	85,828	82,073	71,243	88,545	990	1,027	1,742	2,465	957
R1-299_23-02-13	224,910	181,910	267,831	230,143	241,163	2,478	2,261	2,925	1,870	3,184
R1-299_25	228,984	184,819	200,754	173,684	102,854	2,040	2,074	3,581	2,202	567
R1-299_29	588,145	475,089	613,383	525,076	531,516	5,716	4,925	4,354	3,743	1,498
R1-299_32	8	6	258	219	259	0	0	0	40	0
R1-299_35_F[]	55,326	44,763	63,150	54,417	54,777	628	445	870	360	13
R1-299_35_G[]	354,387	286,381	361,253	309,212	321,486	3,589	2,607	2,525	2,249	114
R1-299_35_L[]	67,854	55,014	74,477	64,053	64,460	913	502	879	424	13
R1-299_38_G[]	9,700	7,874	8,053	6,935	6,985	142	81	106	50	2
R1-299_38_H[]	4,498	3,678	4,348	3,752	3,805	99	37	67	53	1
R1-299_38_P[]	30,305	24,533	26,664	22,873	23,031	486	237	246	158	4
R1-299_38_T[]	324,182	262,341	350,592	300,614	304,982	3,744	2,396	3,071	2,728	149
R1-299_41	593,502	479,309	664,250	568,405	616,819	5,634	5,249	4,462	4,841	4,004
R1-299_42-26	11,390	9,232	13,829	11,803	16,400	150	124	57	292	57
R1-299_43-12	454,758	367,259	479,516	413,024	474,318	4,316	3,711	6,395	3,002	10,907
R1-299_44-46	72,782	58,886	74,120	63,404	94,990	826	687	473	1,541	1,074
R1-299_50-31	436,354	351,767	514,033	438,613	558,239	3,355	3,347	1,982	4,852	2,909
R1-311_15	14,680	11,955	9,420	8,169	36	264	159	190	133	12
R1-316_46	4,450	3,605	10,398	8,852	8,955	56	32	16	103	3
TOTAL	18,237,338	14,721,780	20,207,401	17,318,646	16,050,995	164,887	148,114	167,477	152,688	103,144

Tabla 6-5 Flujo de potencia y pérdidas para cada escalón de la red para el escenario Valle del año 2008



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Koefi-IT	Koefi-CEH	Koefi-MI	Koefi-SSH	Koefi-AT	Koefi-TOT
R1-001_10	1.16%	1.03%	0.73%	1.83%	1.29%	6.18%
R1-001_12	0.85%	1.01%	0.94%	0.93%	0.67%	4.48%
R1-001_13	1.72%	1.27%	3.01%	13.75%	0.00%	20.69%
R1-001_16	1.46%	1.14%	1.89%	1.09%	0.93%	6.69%
R1-001_19	1.03%	1.15%	0.64%	0.91%	2.79%	6.68%
R1-001_1	0.66%	1.03%	0.63%	0.89%	0.29%	3.55%
R1-001_20	0.64%	0.96%	0.34%	0.90%	0.61%	3.50%
R1-001_23	0.00%	0.00%	0.00%	2049.91%	0.00%	2049.91%
R1-001_24	0.90%	1.02%	1.05%	1.94%	0.67%	5.70%
R1-001_26	0.72%	1.03%	1.10%	1.38%	3.63%	8.09%
R1-001_28	0.65%	0.94%	0.45%	0.77%	0.28%	3.13%
R1-001_2	0.97%	1.06%	1.59%	0.89%	1.18%	5.81%
R1-001_30	0.94%	1.10%	0.98%	0.76%	0.58%	4.43%
R1-001_31	0.84%	0.98%	1.71%	1.74%	5.41%	11.06%
R1-001_33	0.77%	1.43%	0.38%	3.64%	0.05%	6.38%
R1-001_34	1.00%	1.04%	0.46%	1.58%	3.40%	7.68%
R1-001_37	0.99%	1.03%	0.41%	1.58%	0.63%	4.73%
R1-001_3	0.91%	1.00%	1.05%	0.73%	0.35%	4.11%
R1-001_40	1.38%	1.70%	1.98%	2.84%	2.97%	11.34%
R1-001_42	0.83%	1.12%	3.10%	5.98%	1.82%	13.42%
R1-001_45	1.02%	1.11%	1.17%	0.92%	0.41%	4.71%
R1-001_46	0.79%	0.96%	0.81%	0.73%	0.33%	3.67%
R1-001_47	0.89%	0.97%	0.44%	1.26%	0.28%	3.90%
R1-001_48-39	0.51%	1.00%	0.32%	0.85%	0.48%	3.20%
R1-001_49	1.09%	1.12%	0.65%	1.62%	0.49%	5.06%
R1-001_5	1.18%	1.19%	1.05%	1.29%	1.13%	5.99%
R1-001_6	1.55%	1.22%	1.74%	2.14%	3.12%	10.15%
R1-001_9	0.75%	1.15%	3.02%	2.83%	1.44%	9.51%
R1-002_13-02-06-14	1.35%	1.04%	0.96%	0.90%	1.03%	5.40%
R1-002_15	1.10%	0.98%	1.19%	0.90%	1.03%	5.30%
R1-002_27	1.46%	1.43%	3.71%	1.61%	9.88%	19.16%
R1-002_28	0.79%	0.84%	0.41%	0.69%	0.16%	2.93%
R1-002_32	1.27%	1.08%	0.75%	0.94%	0.64%	4.77%
R1-002_36	1.23%	0.97%	1.08%	0.83%	0.52%	4.71%
R1-002_40-09-47	1.48%	1.02%	1.09%	1.08%	2.51%	7.38%
R1-002_45	1.37%	1.09%	1.04%	0.88%	1.11%	5.52%
R1-003_27-15-33-UFD	1.09%	1.19%	1.19%	0.73%	0.61%	4.91%
R1-003_27-15-33-VIED	1.05%	1.21%	1.13%	0.74%	0.59%	4.79%
R1-005_33-27	0.97%	1.26%	0.73%	1.44%	0.58%	5.08%
R1-005_39-34-09	1.02%	1.10%	0.55%	1.14%	0.48%	4.36%
R1-008_03	1.77%	0.93%	2.71%	0.86%	0.03%	6.45%
R1-008_28	1.32%	0.86%	1.13%	0.69%	0.03%	4.10%



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

R1-008_33-27	1.29%	0.96%	1.29%	0.79%	0.55%	4.97%
R1-008_46	1.91%	1.50%	1.67%	0.64%	0.07%	5.92%
R1-009_16-IBED	0.65%	0.96%	0.38%	0.61%	0.16%	2.78%
R1-009_16-UFĐ	0.86%	0.91%	0.50%	0.57%	0.20%	3.07%
R1-299_04	1.13%	1.10%	1.01%	0.73%	0.89%	4.96%
R1-299_06	1.15%	1.14%	0.98%	1.23%	0.98%	5.59%
R1-299_07_E[]	0.92%	1.04%	1.05%	0.64%	0.20%	3.89%
R1-299_07_I[]	0.70%	1.09%	0.68%	0.64%	0.04%	3.19%
R1-299_07_M[]	0.85%	0.99%	0.83%	0.69%	0.03%	3.43%
R1-299_08	0.68%	0.93%	0.62%	0.69%	0.21%	3.16%
R1-299_11	0.97%	1.08%	0.82%	1.03%	0.80%	4.79%
R1-299_14	0.92%	1.18%	1.12%	0.90%	2.05%	6.32%
R1-299_17	0.91%	1.02%	1.25%	0.74%	1.04%	5.07%
R1-299_18	0.96%	1.14%	0.85%	0.93%	0.66%	4.63%
R1-299_21	1.11%	1.15%	1.01%	0.94%	0.95%	5.27%
R1-299_22	0.93%	1.20%	2.12%	3.46%	1.08%	9.08%
R1-299_23-02-13	1.10%	1.24%	1.09%	0.81%	1.32%	5.69%
R1-299_25	0.89%	1.12%	1.78%	1.27%	0.55%	5.74%
R1-299_29	0.97%	1.04%	0.71%	0.71%	0.28%	3.77%
R1-299_32	0.00%	0.00%	0.00%	18.23%	0.00%	18.23%
R1-299_35_F[]	1.14%	0.99%	1.38%	0.66%	0.02%	4.26%
R1-299_35_G[]	1.01%	0.91%	0.70%	0.73%	0.04%	3.43%
R1-299_35_L[]	1.35%	0.91%	1.18%	0.66%	0.02%	4.18%
R1-299_38_G[]	1.46%	1.03%	1.32%	0.72%	0.03%	4.64%
R1-299_38_H[]	2.20%	1.01%	1.54%	1.41%	0.03%	6.33%
R1-299_38_P[]	1.60%	0.96%	0.92%	0.69%	0.02%	4.26%
R1-299_38_T[]	1.15%	0.91%	0.88%	0.91%	0.05%	3.96%
R1-299_41	0.95%	1.10%	0.67%	0.85%	0.65%	4.29%
R1-299_42-26	1.32%	1.34%	0.41%	2.47%	0.35%	6.02%
R1-299_43-12	0.95%	1.01%	1.33%	0.73%	2.30%	6.47%
R1-299_44-46	1.13%	1.17%	0.64%	2.43%	1.13%	6.66%
R1-299_50-31	0.77%	0.95%	0.39%	1.11%	0.52%	3.79%
R1-311_15	1.80%	1.33%	2.02%	1.63%	33.51%	42.79%
R1-316_46	1.26%	0.89%	0.15%	1.16%	0.03%	3.54%
TOTAL	0.90%	1.01%	0.83%	0.88%	0.64%	4.34%

Tabla 6-6 Coeficientes de pérdidas globales en cada escalón de la red para el escenario Vaife del año 2008

6.4 Coeficientes de pérdidas globales del escenario de Punta año 2007

Caso	Pcons CBT (kW)	Pcons CMT (kW)	Pcons CAT (kW)	Pcons GDBT (kW)	Pcons GDMT (kW)	Pcons GDAT (kW)	Pneta BT (kW)	Pneta MT (kW)	Pneta AT (kW)
R1-001_10	137,517	55,778	41,232	14	2,456	853	137,503	53,322	40,379
R1-001_12	256,327	242,076	8,232	87	23,511	75,958	256,240	218,565	-67,726
R1-001_16	65,952	45,127	4,221	76	9,593	116,933	65,876	35,534	-112,712
R1-001_19	59,609	39,648	16,787	18	6,114	61,948	59,591	33,534	-45,161
R1-001_1	129,754	170,860	3,990	142	5,436	27,206	129,612	165,424	-23,216
R1-001_20	318,234	274,603	157,125	67	3,379	22,136	318,167	271,224	134,989
R1-001_24	119,719	31,561	72,542	67	3,349	6,722	119,652	28,212	65,820
R1-001_26	150,178	63,295	48,002	212	8,462	76,551	149,966	54,833	-28,549
R1-001_28	1,577,790	871,321	177,594	160	4,163	7,432	1,577,630	867,158	170,162
R1-001_2	162,516	187,527	29,452	341	53,499	254,676	162,175	134,028	-225,224
R1-001_30	490,548	412,427	68,388	345	22,452	27,761	490,203	389,975	40,627
R1-001_31	270,951	159,368	165,874	284	18,567	184,329	270,667	140,801	-18,455
R1-001_33	327	11,924	420	0	0	0	327	11,924	420
R1-001_34	58,109	19,225	35,669	183	1,625	47,173	57,926	17,600	-11,504
R1-001_37	173,933	47,038	29,362	102	11,222	2,832	173,831	35,816	26,530
R1-001_3	795,284	455,913	34,609	495	5,640	0	794,789	450,273	34,609
R1-001_42	37,576	10,481	6,027	49	7,533	49,694	37,627	2,948	-43,667
R1-001_45	192,575	97,890	15,088	85	8,209	1,807	192,490	89,681	13,281
R1-001_46	921,501	641,206	72,633	502	16,860	6,976	920,999	624,346	65,657
R1-001_47	209,175	98,065	85,858	138	4,840	23,374	209,037	93,225	63,484
R1-001_48-39	473,146	370,804	53,133	93	1,910	65,385	473,053	368,894	-12,252
R1-001_49	93,005	22,731	21,147	276	6,918	12,419	92,729	15,813	8,728
R1-001_5	80,372	33,846	7,623	74	1,859	1,673	80,298	31,987	5,950
R1-001_6	44,338	27,312	30,942	22	1,062	158	44,316	26,250	30,784
R1-001_9	173,393	55,094	84,048	174	43,126	142,184	173,219	11,968	-58,136
R1-002_15	533,412	207,342	138,678	21	38,734	239,323	533,391	168,608	-100,645
R1-002_27	58,231	22,222	21,079	62	2,932	73,064	58,169	19,290	-51,985
R1-002_28	1,137,198	784,652	122,602	208	4,221	53,155	1,136,990	780,431	69,447
R1-002_32	193,492	69,301	3,146	13	13,229	58,910	193,479	56,072	-55,764
R1-002_36	416,767	188,152	25,346	72	13,248	16,473	416,695	174,904	8,873
R1-002_40-09-47	105,285	62,855	7,987	30	1,227	33,538	105,255	61,628	-25,551
R1-002_45	176,404	121,862	71,644	53	8,696	38,173	176,351	113,166	33,471
R1-003_27-15-33-UFD	124,927	47,232	14,535	17	7,700	9,513	124,910	39,532	5,022
R1-003_27-15-33-VIED	113,968	43,089	13,260	22	7,431	10,926	113,946	35,658	2,334
R1-005_33-27	60,718	48,402	4,160	1	162	255,695	60,717	48,240	-251,535
R1-005_39-34-09	302,127	118,380	113,703	84	8,666	72,435	302,043	109,714	41,268
R1-008_03	6,444	2,181	0	0	0	0	6,444	2,181	0
R1-008_28	8,435	6,203	0	0	0	0	8,435	6,203	0



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Pcons GDT (kW)	Pcons CMT (kW)	Pcons CAT (kW)	Pcons GDBT (kW)	Pcons GDMT (kW)	Pcons GDAT (kW)	Pneta BT (kW)	Pneta MT (kW)	Pneta AT (kW)
R1-008_33-27	621,783	278,354	225,154	16	30,757	18,397	621,767	247,597	206,757
R1-008_46	2,540	23,790	0	20	16	0	2,520	23,774	0
R1-009_16-IBED	21,538	8,793	0	5	4	0	21,533	8,789	0
R1-009_16-UFD	29,230	11,933	0	5	4	0	29,225	11,929	0
R1-299_04	231,113	91,199	26,432	36	0	11,386	231,077	91,199	15,046
R1-299_06	146,495	65,020	15,712	79	0	0	146,415	65,020	15,712
R1-299_07_E[]	64,371	10,503	0	0	1	0	64,371	10,502	0
R1-299_07_I[]	76,193	18,203	0	0	0	0	76,193	18,203	0
R1-299_07_M[]	475,282	133,162	10,812	0	403	0	475,282	132,759	10,812
R1-299_08	2,444,796	1,161,372	23,640	0	1,554	9,853	2,444,796	1,159,818	13,787
R1-299_11	304,412	114,733	89,080	4	25,824	91,396	304,408	88,909	-2,316
R1-299_14	246,409	106,568	18,446	15	17,317	238,724	246,394	89,251	-220,278
R1-299_17	414,077	127,622	3,200	0	2,037	15,184	414,077	125,585	-11,984
R1-299_18	301,420	94,702	13,240	33	12,264	67,126	301,387	82,438	-53,886
R1-299_21	167,057	72,296	96,516	3	3,479	45,681	167,054	68,817	50,835
R1-299_22	104,843	35,208	28,742	0	24,411	117,625	104,843	10,797	-88,883
R1-299_23-02-13	221,002	120,251	8,380	82	30,328	71,441	220,920	89,923	-63,061
R1-299_25	219,517	96,055	2,827	0	33	113,416	219,517	96,022	-110,589
R1-299_29	573,379	226,856	21,640	36	2,606	34,914	573,343	224,250	-13,274
R1-299_32	9	0	0	0	0	0	9	0	0
R1-299_35_F[]	51,836	24,489	0	0	2,659	0	51,836	21,830	0
R1-299_35_G[]	341,397	123,970	10,580	0	11,702	0	341,397	112,268	10,580
R1-299_35_L[]	65,387	28,815	0	0	1,192	0	65,387	27,623	0
R1-299_38_G[]	9,202	1,654	0	0	9	0	9,202	1,645	0
R1-299_38_H[]	4,496	1,940	0	0	164	0	4,496	1,776	0
R1-299_38_P[]	29,301	3,028	0	0	889	0	29,301	2,139	0
R1-299_38_T[]	313,090	132,031	1,600	0	8,409	11,736	313,090	123,622	-10,136
R1-299_41	585,730	284,947	51,200	32	14,815	42,964	585,698	270,132	8,236
R1-299_42-26	11,592	6,845	4,200	0	0	0	11,592	6,845	4,200
R1-299_43-12	440,736	206,791	17,240	0	0	34,097	440,736	206,791	-16,857
R1-299_44-46	73,591	27,101	31,846	0	2,905	61,678	73,591	24,196	-29,832
R1-299_50-31	435,082	205,843	71,830	0	17,739	150,282	435,082	188,104	-78,452
R1-311_15	34,526	6,650	1,710	0	2,827	6,614	34,526	3,823	-4,904
TOTAL	19,290,769	10,017,717	2,581,165	4,955	592,379	3,219,899	19,285,814	9,425,338	-638,734

Tabla 6-7 Potencias consumida, generada y neta en cada nivel de tensión para el escenario Punta del año 2007



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Flujo BT (kW)	Flujo CCTT (kW)	Flujo MT (kW)	Flujo SSEE (kW)	Flujo AT (kW)	Pérdidas BT (kW)	Pérdidas CCTT (kW)	Pérdidas MT (kW)	Pérdidas SSEE (kW)	Pérdidas AT (kW)
R1-001_10	129,356	104,851	131,917	113,087	119,560	1,708	1,030	1,126	1,947	1,308
R1-001_12	259,402	209,544	367,131	314,930	259,316	2,528	2,029	3,375	2,583	1,192
R1-001_13	636	519	665	582	662	13	7	20	80	0
R1-001_16	58,942	47,940	62,341	54,076	-121,704	983	522	1,278	567	1,007
R1-001_19	57,390	46,450	74,104	63,447	14,736	672	507	539	535	518
R1-001_1	130,236	104,977	232,788	199,273	148,281	985	1,030	1,550	1,657	381
R1-001_20	306,938	247,338	432,840	369,325	438,628	2,235	2,281	1,660	3,112	2,604
R1-001_23	2	2	3	3	49	0	0	0	46	0
R1-001_24	115,343	93,222	101,835	87,430	128,331	1,184	908	1,024	1,509	809
R1-001_26	146,401	118,077	131,197	112,475	74,876	1,195	1,167	1,126	1,338	938
R1-001_28	1,533,497	1,235,927	1,826,842	1,560,791	1,702,158	11,412	11,112	9,382	11,480	4,864
R1-001_2	151,223	122,322	238,589	206,141	-152,694	1,680	1,236	3,930	1,786	2,247
R1-001_30	474,676	383,796	720,491	619,048	610,718	5,069	4,003	7,801	4,506	3,751
R1-001_31	266,716	215,424	244,974	211,001	169,901	2,564	2,011	3,262	2,873	1,826
R1-001_33	298	241	11,890	10,151	10,477	3	4	53	326	7
R1-001_34	56,220	45,488	54,295	46,390	31,590	640	452	281	668	365
R1-001_37	161,060	130,303	145,694	124,408	139,699	1,819	1,274	669	1,791	979
R1-001_3	765,619	618,842	1,001,772	861,400	897,366	7,933	5,898	11,640	6,107	3,307
R1-001_40	166	135	1,899	1,650	4,645	3	2	43	41	122
R1-001_42	36,243	29,270	20,067	17,338	-143	344	311	330	660	255
R1-001_45	184,465	149,290	207,552	178,749	191,703	2,148	1,569	2,741	1,556	843
R1-001_46	911,185	735,486	1,194,381	1,024,098	1,075,631	8,173	6,792	10,440	7,182	3,632
R1-001_47	202,700	163,806	223,993	191,333	240,270	2,058	1,515	1,104	2,191	687
R1-001_48-39	455,697	366,656	641,414	547,185	512,158	2,623	3,516	2,334	4,407	2,307
R1-001_49	87,256	70,674	76,542	65,531	46,418	1,087	754	553	974	241
R1-001_5	77,730	63,025	78,455	67,458	77,869	1,051	710	907	803	997
R1-001_6	41,879	34,100	48,308	41,847	72,814	746	392	924	843	2,385
R1-001_9	167,346	135,029	112,997	97,574	-43,633	1,440	1,468	1,796	1,935	1,541
R1-002_13-02-06-14	258,583	209,974	311,035	267,194	246,119	3,885	2,148	3,311	2,327	2,587
R1-002_15	499,311	404,301	463,819	399,029	328,206	6,065	3,899	5,627	3,396	1,669
R1-002_27	54,201	44,062	51,165	44,999	14,830	876	611	1,775	659	1,197
R1-002_28	1,057,521	853,414	1,406,926	1,201,373	1,250,695	9,246	7,112	6,454	8,216	2,233
R1-002_32	180,294	146,258	162,099	138,845	89,374	2,528	1,556	1,248	1,218	591
R1-002_36	391,554	317,499	412,705	354,766	344,568	5,320	3,031	4,667	2,865	1,857
R1-002_40-09-47	98,879	80,402	119,658	102,909	73,141	1,623	810	1,411	1,048	1,487
R1-002_45	170,717	138,650	210,171	180,688	209,785	2,596	1,476	2,403	1,534	2,477
R1-003_27-15-33-UFD	124,851	101,091	123,639	106,377	112,380	1,513	1,175	1,510	761	748
R1-003_27-15-33-VIED	110,407	89,271	109,326	93,920	98,072	1,182	1,071	1,168	684	581
R1-005_33-27	59,841	48,347	86,533	74,102	-162,419	593	607	645	1,048	875
R1-005_39-34-09	284,647	230,098	300,941	257,213	378,571	2,975	2,505	1,662	2,856	1,758
R1-008_03	7,126	5,809	7,027	6,144	6,195	135	55	201	51	2



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Escalón	Flujo BT (kW)	Flujo CCTT (kW)	Flujo MT (kW)	Flujo SSEE (kW)	Flujo AT (kW)	Pérdidas BT (kW)	Pérdidas CCTT (kW)	Pérdidas MT (kW)	Pérdidas SSEE (kW)	Pérdidas AT (kW)
R1-008_28	8,644	7,012	12,846	11,051	11,128	121	61	155	77	4
R1-008_33-27	639,715	518,771	654,600	563,681	760,496	8,749	5,027	8,555	4,322	4,124
R1-008_46	2,659	2,170	25,589	22,137	22,283	54	33	455	146	16
R1-009_16-IBED	22,760	18,344	21,983	18,765	18,875	170	171	94	110	33
R1-009_16-UFD	28,900	23,340	28,005	23,935	24,072	275	213	154	137	54
R1-299_04	281,547	228,228	292,768	251,754	289,105	3,738	2,400	3,413	1,791	2,916
R1-299_06	174,161	141,211	170,689	146,697	164,067	2,353	1,532	1,896	1,698	1,763
R1-299_07_E[]	79,772	64,506	63,445	54,594	54,953	861	642	783	359	127
R1-299_07_I[]	96,140	77,546	84,305	72,233	72,709	792	814	675	476	33
R1-299_07_M[]	582,036	470,298	530,631	453,369	471,594	5,837	4,515	5,098	3,250	153
R1-299_08	2,942,451	2,372,758	3,115,892	2,667,513	2,743,338	23,497	21,327	22,358	18,024	5,383
R1-299_11	366,197	296,296	346,626	297,350	315,598	4,173	3,056	3,198	2,827	2,514
R1-299_14	288,749	233,493	300,086	258,315	170,164	3,117	2,614	3,814	2,184	3,697
R1-299_17	500,379	404,569	448,801	386,904	381,635	5,332	3,982	6,381	2,800	4,445
R1-299_18	363,143	293,786	339,572	291,374	307,498	4,090	3,178	3,222	2,539	2,217
R1-299_21	200,575	162,549	218,408	187,812	239,549	2,611	1,771	2,547	1,620	2,424
R1-299_22	124,321	100,545	99,188	86,106	96,999	1,360	1,140	2,113	2,525	1,215
R1-299_23-02-13	263,172	213,257	313,616	269,929	279,246	3,399	2,492	3,947	2,085	3,693
R1-299_25	267,248	216,040	235,206	203,844	99,753	2,802	2,317	4,611	2,354	749
R1-299_29	688,501	557,082	718,672	615,888	621,240	7,851	5,523	5,903	4,292	1,926
R1-299_32	10	8	302	257	297	0	0	0	40	0
R1-299_35_F[]	64,729	52,474	74,023	63,938	64,376	863	501	1,198	438	18
R1-299_35_G[]	414,638	335,655	423,026	362,520	377,083	4,931	2,966	3,468	2,827	156
R1-299_35_I[]	79,385	64,511	87,230	75,172	75,670	1,254	572	1,208	520	18
R1-299_38_G[]	11,357	9,242	9,443	8,151	8,210	195	91	146	59	3
R1-299_38_H[]	5,266	4,322	5,091	4,406	4,461	137	42	93	55	1
R1-299_38_P[]	35,472	28,912	31,211	26,816	27,004	668	269	938	188	5
R1-299_38_T[]	379,494	307,710	410,832	352,791	358,183	5,143	2,728	4,216	3,472	201
R1-299_41	694,779	562,011	779,325	667,554	722,377	7,735	5,860	6,033	5,337	4,830
R1-299_42-26	13,315	10,818	16,089	13,740	19,077	207	137	76	297	78
R1-299_43-12	532,116	430,431	563,366	486,246	560,407	5,923	4,190	8,688	3,436	11,308
R1-299_44-46	85,092	68,981	86,442	74,019	110,792	1,134	765	639	1,563	1,391
R1-299_50-31	510,670	412,220	599,965	512,265	652,243	4,605	3,790	2,700	5,172	3,757
R1-311_15	16,241	13,251	11,188	9,694	4,592	323	171	217	136	7
R1-316_46	4,728	3,833	11,051	9,409	9,515	63	35	18	106	3
TOTAL	19,285,814	15,581,358	22,011,934	18,866,538	18,383,312	190,884	151,887	183,993	155,508	91,750

Tabla 6-8 Flujo de potencia y pérdidas para cada escalón de la red para el escenario Punta del año 2007



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Kperd BT	Kperd CCTI	Kperd MT	Kperd SSES	Kperd AT	Kperd TOT
R1-001_10	1.38%	0.94%	0.92%	1.55%	1.06%	5.99%
R1-001_12	1.03%	0.95%	1.08%	0.75%	0.35%	4.22%
R1-001_16	1.76%	1.01%	1.66%	0.88%	1.03%	6.51%
R1-001_19	1.29%	1.03%	1.30%	0.74%	3.44%	8.03%
R1-001_1	0.76%	0.98%	0.69%	0.78%	0.20%	3.45%
R1-001_20	0.75%	0.91%	0.43%	0.79%	0.48%	3.40%
R1-001_24	1.05%	0.96%	0.53%	1.47%	0.51%	4.59%
R1-001_26	0.85%	0.97%	0.76%	0.99%	1.07%	4.73%
R1-001_28	0.79%	0.88%	0.53%	0.73%	0.27%	3.24%
R1-001_2	1.17%	0.96%	1.81%	0.81%	8.91%	14.18%
R1-001_30	1.16%	1.00%	1.00%	0.68%	0.59%	4.50%
R1-001_31	0.98%	0.92%	0.91%	0.96%	0.70%	4.55%
R1-001_33	2.14%	1.12%	1.66%	0.70%	0.02%	5.76%
R1-001_34	1.16%	0.98%	0.63%	1.36%	0.51%	4.73%
R1-001_37	1.18%	0.95%	0.57%	1.42%	0.63%	4.84%
R1-001_3	1.11%	0.93%	1.22%	0.72%	0.39%	4.45%
R1-001_42	0.97%	1.05%	0.85%	2.45%	1.10%	6.59%
R1-001_45	1.28%	1.00%	1.41%	0.71%	0.35%	4.84%
R1-001_46	0.94%	0.91%	0.87%	0.68%	0.33%	3.79%
R1-001_47	1.03%	0.91%	0.54%	1.05%	0.31%	3.90%
R1-001_48-39	0.59%	0.95%	0.38%	0.78%	0.42%	3.15%
R1-001_49	1.29%	1.04%	0.82%	1.37%	0.59%	5.21%
R1-001_5	1.40%	1.09%	0.85%	1.24%	1.46%	6.19%
R1-001_6	1.77%	1.10%	1.52%	1.47%	3.00%	9.17%
R1-001_9	0.88%	1.06%	1.43%	1.72%	2.75%	8.08%
R1-002_15	1.38%	0.95%	1.33%	0.80%	0.45%	5.00%
R1-002_27	1.80%	1.35%	3.16%	1.34%	93.35%	108.57%
R1-002_28	0.97%	0.83%	0.50%	0.70%	0.19%	3.23%
R1-002_32	1.57%	1.05%	0.93%	0.81%	0.64%	5.11%
R1-002_36	1.53%	0.95%	1.18%	0.81%	0.62%	5.19%
R1-002_40-09-47	1.86%	0.99%	1.16%	1.01%	1.86%	7.06%
R1-002_45	1.79%	1.02%	1.25%	0.83%	1.16%	6.20%
R1-003_27-15-33-UFD	1.11%	1.17%	1.16%	0.72%	0.78%	5.04%
R1-003_27-15-33-VIED	1.01%	1.19%	1.04%	0.73%	0.73%	4.79%
R1-005_33-27	0.99%	1.25%	0.94%	1.47%	0.61%	5.37%
R1-005_39-34-09	1.03%	1.08%	0.59%	1.07%	0.66%	4.50%
R1-008_03	1.68%	0.95%	3.35%	0.89%	0.00%	7.03%
R1-008_28	1.45%	0.89%	2.04%	0.70%	0.01%	5.18%
R1-008_33-27	1.39%	0.98%	1.29%	0.78%	0.57%	5.11%
R1-008_46	1.87%	1.36%	1.70%	0.65%	0.07%	5.77%
R1-009_16-IBED	0.83%	0.93%	0.39%	0.58%	0.18%	2.95%
R1-009_16-UFD	1.14%	0.91%	0.54%	0.57%	0.25%	3.46%



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Kperd BT	Kperd ECCT	Kperd MT	Kperd SSE	Kperd AT	Kperd TDT
R1-299_04	1.12%	1.09%	0.87%	0.76%	1.02%	4.96%
R1-299_06	1.15%	1.12%	0.77%	0.89%	0.79%	4.81%
R1-299_07_E[]	0.93%	1.06%	1.11%	0.65%	0.24%	4.06%
R1-299_07_I[]	0.69%	1.12%	0.85%	0.64%	0.02%	3.36%
R1-299_07_M[]	0.83%	1.00%	0.76%	0.68%	0.02%	3.35%
R1-299_08	0.67%	0.93%	0.60%	0.68%	0.20%	3.11%
R1-299_11	0.97%	1.07%	0.66%	1.10%	0.78%	4.66%
R1-299_14	0.91%	1.16%	1.10%	0.86%	79.83%	87.17%
R1-299_17	0.89%	1.02%	1.16%	0.70%	0.73%	4.60%
R1-299_18	0.95%	1.13%	0.91%	0.94%	0.62%	4.63%
R1-299_21	1.09%	1.14%	0.94%	0.91%	0.74%	4.92%
R1-299_22	0.92%	1.22%	1.39%	4.22%	7.30%	15.82%
R1-299_23-02-13	1.10%	1.22%	1.21%	0.90%	0.66%	5.20%
R1-299_25	0.89%	1.10%	1.27%	1.15%	1.13%	5.66%
R1-299_29	0.95%	1.03%	0.66%	0.72%	0.48%	3.89%
R1-299_32	0.00%	0.00%	0.00%	816.99%	0.00%	816.99%
R1-299_35_F[]	1.05%	0.99%	1.52%	0.66%	0.02%	4.31%
R1-299_35_G[]	0.99%	0.91%	0.74%	0.72%	0.03%	3.43%
R1-299_35_L[]	1.30%	0.91%	1.21%	0.64%	0.02%	4.15%
R1-299_38_G[]	1.42%	1.02%	1.09%	0.73%	0.03%	4.36%
R1-299_38_H[]	2.07%	1.01%	1.58%	1.32%	0.02%	6.13%
R1-299_38_P[]	1.57%	0.97%	0.76%	0.71%	0.01%	4.08%
R1-299_38_T[]	1.12%	0.91%	0.89%	0.84%	0.04%	3.87%
R1-299_41	0.93%	1.08%	0.61%	0.85%	0.55%	4.08%
R1-299_42-26	1.30%	1.34%	0.51%	2.05%	0.37%	5.69%
R1-299_43-12	0.95%	1.00%	1.21%	0.73%	0.27%	4.23%
R1-299_44-46	1.10%	1.15%	0.69%	2.32%	2.48%	7.97%
R1-299_50-31	0.75%	0.94%	0.39%	1.14%	0.68%	3.96%
R1-311_15	2.02%	1.11%	1.80%	0.85%	0.09%	6.01%
TOTAL	0.99%	0.97%	0.84%	0.82%	0.50%	4.19%

Tabla 6-9 Coeficientes de pérdidas globales en cada escalón de la red para el escenario Punta del año 2037



6.5 Coeficientes de pérdidas globales del escenario de Valle año 2007

Caso	Pcons CBT (kW)	Pcons CMT (kW)	Pcons CAT (kW)	Pcons GDBT (kW)	Pcons GDMT (kW)	Pcons SDAT (kW)	Pneta RT (kW)	Pneta MT (kW)	Pneta AT (kW)
R1-001_10	114,597	46,481	34,360	4	831	759	114,593	45,650	33,601
R1-001_12	213,606	201,730	6,860	26	17,305	68,361	213,580	184,425	-61,501
R1-001_16	54,960	37,606	3,517	22	4,521	107,210	54,938	33,085	-103,693
R1-001_19	49,675	33,040	13,989	5	5,129	57,667	49,670	27,911	-43,678
R1-001_1	108,128	142,383	3,325	45	5,028	20,159	108,083	137,355	-16,834
R1-001_20	265,195	228,836	130,937	20	1,828	15,761	265,175	227,008	115,176
R1-001_24	99,766	26,301	60,452	30	1,737	5,083	99,736	24,564	55,369
R1-001_26	125,148	52,746	40,002	70	7,284	70,236	125,078	45,462	-30,234
R1-001_28	1,314,825	726,100	147,995	47	2,035	3,343	1,314,778	724,065	144,652
R1-001_2	135,430	156,272	24,543	100	45,071	232,496	135,330	111,201	-207,953
R1-001_30	408,790	343,690	56,990	102	15,247	18,775	408,688	328,443	38,215
R1-001_31	225,793	132,806	138,229	93	12,731	168,500	225,700	120,075	-30,271
R1-001_33	273	9,937	350	0	0	0	273	9,937	350
R1-001_34	48,424	16,021	29,724	64	1,165	43,372	48,360	14,856	-13,648
R1-001_37	144,944	39,198	24,469	47	8,169	2,504	144,897	31,029	21,965
R1-001_3	662,737	379,927	28,841	145	2,459	0	662,592	377,468	28,841
R1-001_42	31,397	8,734	5,023	14	6,889	45,065	31,383	1,845	-40,042
R1-001_45	160,479	81,575	12,573	26	6,019	531	160,453	75,556	12,042
R1-001_46	767,918	534,339	60,527	148	8,579	6,256	767,770	525,760	54,271
R1-001_47	174,313	81,721	72,382	41	3,332	18,054	174,272	78,389	54,328
R1-001_48-39	394,288	309,004	44,277	44	1,550	55,120	394,244	307,454	-10,843
R1-001_49	77,504	18,942	17,623	81	6,143	10,501	77,423	12,799	7,122
R1-001_5	66,976	28,205	6,352	22	1,470	1,619	66,954	26,735	4,733
R1-001_6	36,948	22,760	25,785	7	655	46	36,941	22,105	25,739
R1-001_9	144,494	45,912	70,040	63	39,505	124,717	144,431	6,407	-54,577
R1-002_15	477,263	185,517	124,080	15	33,871	231,707	477,248	151,646	-107,627
R1-002_27	52,102	19,882	18,860	44	2,342	64,649	52,058	17,540	-45,789
R1-002_28	1,017,493	702,057	109,697	149	3,611	44,791	1,017,344	698,446	64,906
R1-002_32	173,125	62,006	2,815	10	10,661	42,151	173,115	51,345	-39,336
R1-002_36	372,897	168,347	22,678	51	10,733	14,236	372,846	157,614	8,442
R1-002_40-09-47	94,202	56,239	7,147	21	996	33,865	94,181	55,243	-26,718
R1-002_45	157,836	109,035	64,103	38	7,442	32,314	157,798	101,593	31,789
R1-003_27-15-33-UFD	111,777	42,261	13,005	12	6,620	9,874	111,765	35,641	3,131
R1-003_27-15-33-VIED	109,585	41,432	12,750	6	6,602	10,963	109,579	34,830	1,787
R1-005_33-27	58,383	46,540	4,000	0	154	251,106	58,383	46,386	-247,106
R1-005_39-34-09	290,507	113,827	109,330	22	8,273	55,126	290,485	105,554	54,204
R1-008_03	5,977	2,023	0	0	0	0	5,977	2,023	0
R1-008_28	7,824	5,753	0	0	0	0	7,824	5,753	0
R1-008_33-27	576,727	258,183	208,838	8	29,268	19,230	576,719	228,915	189,608



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Pcons GBT (kW)	Pcons GMT (kW)	Pcons CAT (kW)	Pcons GDBT (kW)	Pcons EDMT (kW)	Pcons GBAT (kW)	Pneta GT (kW)	Pneta MT (kW)	Pneta AT (kW)
R1-008_46	2,356	22,066	0	11	8	0	2,345	22,058	0
R1-009_16-IBED	17,949	7,327	0	5	4	0	17,944	7,323	0
R1-009_16-UFD	26,154	10,677	0	5	4	0	26,149	10,673	0
R1-299_04	196,446	77,519	22,467	16	0	10,520	196,430	77,519	11,947
R1-299_06	124,521	55,267	13,355	35	0	0	124,486	55,267	13,355
R1-299_07_F[]	54,715	8,927	0	0	1	0	54,715	8,926	0
R1-299_07_J[]	64,764	15,473	0	0	0	0	64,764	15,473	0
R1-299_07_M[]	403,990	113,188	9,191	0	386	0	403,990	112,802	9,191
R1-299_08	2,078,077	987,166	20,094	0	992	6,290	2,078,077	986,174	13,804
R1-299_11	258,750	97,523	75,718	2	24,536	85,450	258,748	72,987	-9,732
R1-299_14	209,448	90,583	15,679	7	16,506	219,988	209,441	74,077	-204,309
R1-299_17	351,966	108,478	2,720	0	1,301	9,694	351,966	107,177	-6,974
R1-299_18	256,207	80,497	11,254	14	10,725	61,932	256,193	69,772	-50,678
R1-299_21	141,998	61,451	82,039	2	3,341	43,801	141,996	58,110	38,238
R1-299_22	89,116	29,927	24,431	0	21,481	81,638	89,116	8,446	-57,207
R1-299_23-02-13	187,852	102,214	7,123	36	28,043	59,020	187,816	74,171	-51,897
R1-299_25	186,590	81,646	2,403	0	23	72,406	186,590	81,623	-70,003
R1-299_29	487,372	192,828	18,394	16	2,179	27,602	487,356	190,649	-9,208
R1-299_32	8	0	0	0	0	0	8	0	0
R1-299_35_F[]	44,061	20,816	0	0	2,483	0	44,061	18,333	0
R1-299_35_G[]	290,188	105,374	8,993	0	11,023	0	290,188	94,351	8,993
R1-299_35_L[]	55,579	24,493	0	0	1,118	0	55,579	23,375	0
R1-299_38_G[]	7,821	1,406	0	0	6	0	7,821	1,400	0
R1-299_38_H[]	3,822	1,649	0	0	115	0	3,822	1,534	0
R1-299_38_P[]	24,906	2,573	0	0	682	0	24,906	1,891	0
R1-299_38_T[]	266,126	112,226	1,360	0	8,024	11,285	266,126	104,202	-9,925
R1-299_41	497,871	242,205	43,520	14	14,168	37,945	497,857	228,037	5,575
R1-299_42-26	9,853	5,818	3,570	0	0	0	9,853	5,818	3,570
R1-299_43-12	374,625	175,773	14,654	0	0	29,225	374,625	175,773	-14,571
R1-299_44-46	62,552	23,036	27,069	0	2,716	57,804	62,552	20,320	-30,735
R1-299_50-31	369,820	174,966	61,056	0	16,535	140,544	369,820	158,431	-79,488
R1-311_15	30,891	5,950	1,530	0	2,395	6,865	30,891	3,555	-5,335
TOTAL	16,508,700	8,556,410	2,223,088	1,805	494,050	2,848,156	16,506,895	8,062,360	-625,068

Tabla 6-10 Potencias consumida, generada y neta en cada nivel de tensión para el escenario Valle del año 2007



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Flujo BT (kW)	Flujo CCTT (kW)	Flujo MT (kW)	Flujo SSEE (kW)	Flujo AT (kW)	Pérdidas BT (kW)	Pérdidas CCTT (kW)	Pérdidas MT (kW)	Pérdidas SSEE (kW)	Pérdidas AT (kW)
R1-001_10	114,593	92,727	120,580	103,305	138,741	1,316	935	956	1,835	1,470
R1-001_12	213,580	172,324	323,680	277,748	218,451	1,825	1,745	3,082	2,204	827
R1-001_16	54,938	44,594	69,145	59,566	-43,569	805	480	933	558	400
R1-001_19	49,670	40,162	60,394	51,941	8,674	532	442	713	411	471
R1-001_1	108,083	87,014	207,693	177,549	162,208	685	908	1,188	1,493	267
R1-001_20	265,175	213,455	399,431	340,738	458,811	1,644	2,074	1,437	2,897	2,183
R1-001_24	99,736	80,486	89,612	76,520	133,170	871	824	412	1,281	638
R1-001_26	125,078	100,774	126,914	108,584	79,551	889	1,042	831	1,201	858
R1-001_28	1,314,778	1,058,727	1,578,977	1,347,993	1,503,144	8,631	9,913	6,897	10,499	4,024
R1-001_2	135,330	109,314	199,549	172,392	-34,038	1,313	1,120	3,266	1,523	1,152
R1-001_30	408,688	330,092	595,352	510,317	552,179	3,927	3,544	5,021	3,647	2,863
R1-001_31	225,700	182,034	267,130	228,812	200,971	1,842	1,785	2,061	2,430	1,271
R1-001_33	273	222	10,117	8,719	9,132	5	3	140	63	1
R1-001_34	48,360	39,060	46,433	39,675	26,646	465	411	244	619	146
R1-001_37	144,897	117,054	125,622	107,302	130,998	1,420	1,188	615	1,731	751
R1-001_3	662,592	534,970	809,691	695,517	729,563	6,120	5,309	8,565	5,205	2,610
R1-001_42	31,383	25,310	22,321	19,122	-20,358	254	286	175	562	176
R1-001_45	160,453	129,727	180,447	155,185	168,396	1,706	1,386	2,124	1,169	590
R1-001_46	767,770	619,024	1,025,755	878,371	938,862	6,010	5,970	7,623	6,220	3,018
R1-001_47	174,272	140,617	191,970	163,926	220,200	1,499	1,359	885	1,946	597
R1-001_48-39	394,244	316,951	563,571	480,531	473,777	1,945	3,195	1,760	4,089	1,928
R1-001_49	77,423	62,605	63,442	54,315	62,294	833	699	458	857	305
R1-001_5	66,954	54,186	70,597	60,449	66,042	779	641	520	860	852
R1-001_6	36,941	29,988	46,382	39,976	66,400	544	358	649	685	1865
R1-001_9	144,431	116,392	100,589	86,667	33,756	1,059	1,335	1,373	1,766	1,218
R1-002_15	477,248	386,502	463,814	399,123	294,740	5,880	3,707	5,743	3,244	1,389
R1-002_27	52,058	42,317	51,864	45,526	391	838	588	1,696	654	545
R1-002_28	1,017,344	820,938	1,360,644	1,161,737	1,234,750	8,829	6,809	6,105	8,107	2,126
R1-002_32	173,115	140,439	164,892	141,323	103,169	2,434	1,494	1,371	1,182	530
R1-002_36	372,846	302,358	401,807	345,272	356,519	5,101	2,884	4,395	2,805	2,054
R1-002_40-09-47	94,181	76,594	117,131	100,595	74,962	1,561	767	1,215	1,085	1,361
R1-002_45	157,798	128,264	205,267	176,418	209,712	2,532	1,329	2,283	1,505	2,211
R1-003_27-15-33-UFD	111,765	90,302	108,744	93,387	97,198	1,112	1,077	1,123	680	688
R1-003_27-15-33-VIED	109,579	88,518	106,493	91,430	93,886	1,068	1,061	1,072	669	662
R1-005_33-27	58,383	47,150	84,583	72,544	-173,465	555	596	763	1,097	1,080
R1-005_39-34-09	290,485	234,694	295,344	252,457	309,422	2,883	2,543	1,654	2,761	1,959
R1-008_03	5,977	4,856	5,945	5,209	5,257	93	46	184	48	0
R1-008_28	7,824	6,343	10,872	9,416	9,483	105	55	206	67	1
R1-008_33-27	576,719	467,304	606,379	521,620	715,266	7,411	4,526	7,291	4,038	3,953
R1-008_46	2,345	1,909	23,606	20,381	20,511	41	26	372	130	13



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Flujo BT (kW)	Flujo CCTT (kW)	Flujo MT (kW)	Flujo SSEE (kW)	Flujo AT (kW)	Pérdidas BT (kW)	Pérdidas CCTT (kW)	Pérdidas MT (kW)	Pérdidas SSEE (kW)	Pérdidas AT (kW)
R1-009_16-IBED	17,944	14,454	19,000	16,203	16,302	124	142	62	99	25
R1-009_16-UFD	26,149	21,132	27,732	23,685	23,820	266	192	133	135	53
R1-299_04	196,430	158,638	205,920	176,332	189,697	1,868	1,863	1,529	1,418	1,711
R1-299_06	124,486	100,556	136,685	116,961	131,462	1,209	1,217	916	1,146	880
R1-299_07_E[]	54,715	44,116	44,622	38,286	38,534	430	504	420	248	79
R1-299_07_I[]	64,764	52,113	57,662	49,366	49,682	377	624	415	316	10
R1-299_07_M[]	403,990	325,473	375,968	321,640	333,005	2,851	3,485	2,432	2,174	66
R1-299_08	2,078,077	1,671,883	2,336,842	1,996,425	2,024,235	11,777	16,452	11,893	14,006	4,269
R1-299_11	258,748	208,702	241,865	206,777	199,596	2,129	2,396	1,402	2,551	1,646
R1-299_14	209,441	168,841	210,846	180,960	-21,654	1,610	2,120	2,049	1,695	2,195
R1-299_17	351,966	283,710	336,631	289,014	284,149	2,672	3,107	3,386	2,109	1,846
R1-299_18	256,193	206,603	237,071	203,169	154,575	2,061	2,521	1,951	2,084	844
R1-299_21	141,996	114,653	150,961	129,356	168,891	1,320	1,411	1,222	1,297	1,144
R1-299_22	89,116	71,850	66,684	57,414	3,051	696	948	862	2,844	1,085
R1-299_23-02-13	187,816	151,659	197,106	169,314	119,108	1,758	2,009	2,087	1,691	818
R1-299_25	186,590	150,394	203,366	174,764	107,006	1,403	1,784	2,239	2,245	927
R1-299_29	487,356	393,014	508,525	434,662	428,745	3,911	4,331	2,842	3,291	1,854
R1-299_32	8	6	5	4	44	0	0	0	40	0
R1-299_35_F[]	44,061	35,562	47,085	40,534	40,805	392	377	603	271	7
R1-299_35_G[]	290,188	234,090	283,431	242,428	253,101	2,425	2,260	1,778	1,680	68
R1-299_35_L[]	55,579	44,953	59,685	51,255	51,583	612	435	615	328	10
R1-299_38_G[]	7,821	6,333	6,521	5,594	5,636	95	69	60	42	1
R1-299_38_H[]	3,822	3,111	4,049	3,487	3,540	67	33	53	53	1
R1-299_38_P[]	24,906	20,190	18,209	15,577	15,693	332	207	117	116	2
R1-299_38_T[]	266,126	214,930	277,811	237,963	229,938	2,536	2,082	2,145	1,900	86
R1-299_41	497,857	401,440	552,925	472,460	482,414	3,943	4,670	2,910	4,379	2,572
R1-299_42-26	9,853	7,970	12,287	10,489	14,308	109	117	53	249	45
R1-299_43-12	374,625	302,119	420,052	360,748	348,944	3,024	3,230	4,357	2,767	1,000
R1-299_44-46	62,552	50,506	61,230	52,351	23,035	581	631	360	1,419	671
R1-299_50-31	369,820	297,734	398,994	340,282	265,134	2,348	2,969	1,338	4,340	1,697
R1-311_15	30,891	25,159	23,919	20,658	15,507	558	296	384	184	15
TOTAL	16,506,895	13,318,193	18,826,468	16,119,818	15,635,690	140,846	136,942	138,024	140,940	74,680

Tabla 6-11 Flujo de potencia y pérdidas para cada estación de la red para el escenario Valle del año 2007

Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

Caso	Kperd BT	Kperd CCT	Kperd UT	Kperd SSES	Kperd AT	Kperd TOT
R1-001_10	1.15%	1.01%	0.79%	1.78%	1.06%	5.92%
R1-001_12	0.85%	1.01%	0.95%	0.79%	0.38%	4.03%
R1-001_16	1.47%	1.08%	1.35%	0.94%	0.92%	5.88%
R1-001_19	1.07%	1.10%	1.18%	0.79%	5.43%	9.87%
R1-001_1	0.63%	1.04%	0.57%	0.84%	0.16%	3.30%
R1-001_20	0.62%	0.97%	0.36%	0.85%	0.48%	3.32%
R1-001_24	0.87%	1.02%	0.46%	1.67%	0.48%	4.59%
R1-001_26	0.71%	1.03%	0.65%	1.11%	1.08%	4.67%
R1-001_28	0.66%	0.94%	0.44%	0.78%	0.27%	3.11%
R1-001_2	0.97%	1.02%	1.64%	0.88%	3.38%	8.13%
R1-001_30	0.96%	1.07%	0.84%	0.71%	0.52%	4.18%
R1-001_31	0.82%	0.98%	0.77%	1.06%	0.63%	4.34%
R1-001_33	1.83%	1.35%	1.38%	0.72%	0.01%	5.40%
R1-001_34	0.96%	1.05%	0.53%	1.56%	0.55%	4.73%
R1-001_37	0.98%	1.01%	0.49%	1.61%	0.57%	4.75%
R1-001_3	0.92%	0.99%	1.06%	0.75%	0.36%	4.15%
R1-001_42	0.81%	1.13%	0.78%	2.94%	0.86%	6.68%
R1-001_45	1.06%	1.07%	1.18%	0.75%	0.35%	4.49%
R1-001_46	0.78%	0.96%	0.74%	0.71%	0.32%	3.57%
R1-001_47	0.86%	0.97%	0.46%	1.19%	0.27%	3.80%
R1-001_48-39	0.49%	1.01%	0.31%	0.85%	0.41%	3.11%
R1-001_49	1.08%	1.12%	0.72%	1.58%	0.49%	5.08%
R1-001_5	1.16%	1.18%	0.74%	1.42%	1.29%	5.93%
R1-001_6	1.47%	1.19%	1.40%	1.71%	2.81%	8.88%
R1-001_9	0.73%	1.15%	1.36%	2.04%	3.61%	9.19%
R1-002_15	1.23%	0.96%	1.24%	0.81%	0.47%	4.80%
R1-002_27	1.61%	1.39%	3.27%	1.44%	139.43%	158.40%
R1-002_28	0.87%	0.83%	0.45%	0.70%	0.17%	3.05%
R1-002_32	1.41%	1.06%	0.83%	0.84%	0.51%	4.74%
R1-002_36	1.37%	0.95%	1.09%	0.81%	0.58%	4.90%
R1-002_40-09-47	1.66%	1.00%	1.04%	1.08%	1.82%	5.76%
R1-002_45	1.60%	1.04%	1.11%	0.85%	1.05%	5.79%
R1-003_27-15-33-UFD	0.99%	1.19%	1.03%	0.73%	0.71%	4.74%
R1-003_27-15-33-VIED	0.97%	1.20%	1.01%	0.73%	0.71%	4.70%
R1-005_33-27	0.95%	1.26%	0.90%	1.51%	0.62%	5.36%
R1-005_39-34-09	0.99%	1.08%	0.56%	1.09%	0.63%	4.44%
R1-008_03	1.56%	0.95%	3.10%	0.92%	0.00%	6.67%
R1-008_28	1.34%	0.87%	1.89%	0.71%	0.01%	4.91%
R1-008_33-27	1.29%	0.97%	1.20%	0.77%	0.55%	4.87%
R1-008_46	1.75%	1.36%	1.58%	0.64%	0.06%	5.49%
R1-009_16-IBED	0.69%	0.98%	0.33%	0.61%	0.15%	2.79%



Anexo III: Evaluación de los coeficientes de pérdidas globales

R1-009_16-UFD	1.02%	0.91%	0.48%	0.57%	0.22%	3.24%
R1-299_04	0.95%	1.17%	0.74%	0.80%	0.90%	4.66%
R1-299_06	0.97%	1.21%	0.67%	0.98%	0.67%	4.58%
R1-299_07_E[]	0.79%	1.34%	0.94%	0.65%	0.21%	3.78%
R1-299_07_I[]	0.58%	1.20%	0.72%	0.64%	0.02%	3.20%
R1-299_07_M[]	0.71%	1.07%	0.65%	0.68%	0.02%	3.16%
R1-299_08	0.57%	0.98%	0.51%	0.70%	0.21%	3.01%
R1-299_11	0.82%	1.15%	0.58%	1.23%	0.82%	4.69%
R1-299_14	0.77%	1.26%	0.97%	0.94%	10.14%	14.53%
R1-299_17	0.76%	1.10%	1.01%	0.73%	0.65%	4.31%
R1-299_18	0.80%	1.22%	0.82%	1.03%	0.55%	4.50%
R1-299_21	0.93%	1.23%	0.81%	1.00%	0.68%	4.74%
R1-299_22	0.78%	1.32%	1.29%	4.95%	35.56%	47.16%
R1-299_23-02-13	0.94%	1.32%	1.06%	1.00%	0.69%	5.11%
R1-299_25	0.75%	1.19%	1.10%	1.28%	0.87%	5.30%
R1-299_29	0.80%	1.10%	0.56%	0.76%	0.43%	3.71%
R1-299_32	0.00%	0.00%	0.00%	919.12%	0.00%	919.12%
R1-299_35_F[]	0.89%	1.06%	1.28%	0.67%	0.02%	3.97%
R1-299_35_G[]	0.84%	0.97%	0.63%	0.69%	0.03%	3.19%
R1-299_35_L[]	1.10%	0.97%	1.03%	0.64%	0.02%	3.81%
R1-299_38_G[]	1.21%	1.09%	0.92%	0.75%	0.02%	4.05%
R1-299_38_H[]	1.75%	1.06%	1.31%	1.52%	0.03%	5.79%
R1-299_38_P[]	1.33%	1.03%	0.64%	0.74%	0.01%	3.81%
R1-299_38_T[]	0.95%	0.97%	0.77%	0.80%	0.04%	3.58%
R1-299_41	0.79%	1.16%	0.53%	0.93%	0.53%	4.00%
R1-299_42-26	1.11%	1.47%	0.43%	2.37%	0.31%	5.81%
R1-299_43-12	0.81%	1.07%	1.04%	0.77%	0.29%	4.03%
R1-299_44-46	0.93%	1.25%	0.59%	2.71%	2.91%	8.65%
R1-299_50-31	0.63%	1.00%	0.34%	1.28%	0.64%	3.94%
R1-311_15	1.81%	1.18%	1.61%	0.89%	0.10%	5.69%
TOTAL	0.85%	1.03%	0.73%	0.87%	0.48%	4.03%

Tabla 6-12 Coeficientes de pérdidas globales en cada escalón de la red para el escenario Valle del año 2007