

PROYECTO **PDT** S/C/OP/16/04

”GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL  
URUGUAY: EVALUACIÓN DE FORTALEZAS,  
OPORTUNIDADES Y TRATAMIENTO  
REGULATORIO”

Informe Final

IIE-UDELAR:

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla, Msc. Ing. Mario Vignolo

Ing. Tomas Di Lavello, Ing. Ciro Mata  
Ing. Ruben Mendez, Ing. Rúbén Chaer.

IIMPI-UDELAR:

Ing. Beno Ruchansky, Ing. Jacques Montouliu, Msc. Ing. Mario Ibarburu

IMERL-UDEAR: Msc. Ing. Alfredo Piria

UTE: Msc. Daniel Tasende;

URSEA: Ing. Estela Gianarelli

Junio de 2006

# Índice general

<b>1. Generalidades sobre la Generación Distribuida (GD)</b>	<b>1</b>
1.1. Definiciones . . . . .	1
1.2. Grado de competitividad de la GD . . . . .	4
1.3. Del sector eléctrico tradicional a una nueva concepción con GD . . . . .	5
1.3.1. Antecedentes históricos . . . . .	5
1.3.2. Concepción tradicional de la Industria Eléctrica . . . . .	6
1.3.3. La nueva concepción de la Industria Eléctrica . . . . .	7
<b>2. Fortalezas y Debilidades de la GD</b>	<b>12</b>
2.1. Impacto de la GD en las pérdidas de la red . . . . .	12
2.2. Impacto de la GD en el uso de la red y postergación de inversiones en transmisión . . . . .	14
2.3. Impacto de la GD en la confiabilidad en el suministro . . . . .	15
2.4. Impacto de la GD en la regulación de la tensión . . . . .	18
2.5. Modularidad de las inversiones en generación . . . . .	20
2.6. Requerimientos de inversión, espacio y tiempo de instalación . . . . .	21
2.7. Localización respecto a la fuente de combustible y reubicación en la red . . . . .	21
2.8. Eficiencia vs. generación central convencional . . . . .	22
2.9. Logística de distribución del combustible . . . . .	22
2.10. Impacto de las inversiones realizadas por promotores independientes	23
<b>3. Oportunidades y amenazas de la GD</b>	<b>24</b>
3.1. Necesidad de aumentar la oferta de potencia y energía . . . . .	24
3.2. Preocupación por la eficiencia de los sistemas, reducción de pérdidas	25
3.3. Existencia de regulaciones particulares para la GD . . . . .	25
3.4. Protocolo de Kyoto (aplicable principalmente a renovables) . . . . .	26
3.5. Uso de energéticos autóctonos/mejor adaptación de la GD a en- ergéticos locales . . . . .	28
3.6. Utilización de inversiones ya hechas para respaldo . . . . .	29
3.7. Carestía de energía eléctrica respecto del gas . . . . .	30
3.8. Desarrollo de tecnología local . . . . .	30
3.9. Mejora en la productividad de RRHH en las empresas . . . . .	31
3.10. Políticas de promoción de la GD . . . . .	31

3.11. Existencia del mercado mayorista . . . . .	32
3.12. Estructura tarifaria de los consumidores no pensada para la GD . . . . .	33
3.13. Fortalecimiento de la interconexión con Brasil . . . . .	33
3.14. Expansión del parque generador convencional en el Uruguay . . . . .	33
3.15. Existencia de períodos largos de precios bajos . . . . .	33
3.16. Carestía del gas respecto a energía eléctrica . . . . .	34
3.17. Excedente de respaldo de energía eléctrica de países vecinos . . . . .	35
3.18. Falta de antecedentes locales . . . . .	35
3.19. Tarifas bajas a grandes consumidores . . . . .	35
3.20. Riesgo por baja confiabilidad de la red en el punto de conexión . . . . .	35
<b>4. Análisis de la matriz FODA para la GD . . . . .</b>	<b>37</b>
4.1. Metodología FODA . . . . .	37
4.1.1. Metodología clásica . . . . .	37
4.2. Mapa FODA . . . . .	38
4.2.1. Construcción del Mapa FODA . . . . .	38
4.2.2. Ubicación de las parejas FO, FA, DO y DA en el Mapa FODA . . . . .	38
4.2.3. Asignación de masa a cada pareja . . . . .	39
4.2.4. Ubicación del proyecto en el Mapa FODA . . . . .	40
4.2.5. Resultados . . . . .	40
4.2.6. Interpretación de los resultados . . . . .	41
4.2.7. Ejercicio grupal . . . . .	43
4.2.8. Dispersión de las opiniones . . . . .	44
4.2.9. Reubicación del centro de gravedad . . . . .	45
4.2.10. Conclusiones . . . . .	45
4.3. Otra forma de calcular el baricentro . . . . .	46
4.4. Diferencias en los resultados . . . . .	46
4.5. Ubicación de los baricentros con el método explosivo y con el método implosivo . . . . .	47
<b>5. Estudios preliminares del potencial de penetración de la GD en Uruguay utilizando diversas fuentes de energía . . . . .</b>	<b>49</b>
5.1. Papel de la generación distribuida dentro del sistema eléctrico . . . . .	49
5.1.1. Eficiencia económica de la generación distribuida . . . . .	49
5.1.2. Cogeneración . . . . .	51
5.1.3. Aprovechamiento de desechos industriales, agrícolas o domiciliarios . . . . .	53
5.1.4. Aprovechamiento de fuentes de energía primaria renovable y nacional en pequeña escala . . . . .	54
5.2. Estimación cuantitativa del potencial de generación distribuida . . . . .	54
5.2.1. Cogeneración industrial . . . . .	54
5.2.2. Leña y residuos forestales . . . . .	57
5.2.3. Cáscara de arroz . . . . .	57
5.2.4. Generación eólica . . . . .	58
5.2.5. Pequeñas centrales hidráulicas . . . . .	59

5.3. Beneficios ambientales potenciales de la GD . . . . .	60
<b>6. Estudios particulares del potencial de penetración de la GD en Uruguay</b>	<b>66</b>
6.1. Objeto de este capítulo . . . . .	66
6.2. Estudio de la cogeneración industrial y de la generación por un productor independiente . . . . .	66
6.2.1. Consideraciones generales . . . . .	66
6.2.2. Hipótesis . . . . .	68
6.2.3. Sensibilidades de los resultados numéricos . . . . .	74
6.2.4. Cogeneración industrial . . . . .	74
6.3. Factibilidad de un emprendimiento eólico de venta de energía al sistema eléctrico nacional . . . . .	75
6.3.1. Introducción . . . . .	75
6.3.2. Resultados . . . . .	76
6.3.3. Principales parámetros del cálculo . . . . .	82
6.3.4. Flujo de fondos del proyecto . . . . .	82
<b>7. Análisis de propuestas regulatorias para la GD en Uruguay</b>	<b>84</b>
<b>8. Conclusiones finales</b>	<b>86</b>
<b>A. Impacto de la Generación Distribuida (GD) en las pérdidas técnicas de red</b>	<b>87</b>
A.1. Objetivo . . . . .	87
A.2. Red de estudio . . . . .	87
A.3. Metodología . . . . .	88
A.3.1. Modelado de la demanda . . . . .	88
A.4. Grado de penetración . . . . .	89
A.5. Conclusiones . . . . .	90
A.6. Nivel de dispersión . . . . .	90
A.7. Conclusiones . . . . .	91
A.8. Tensión . . . . .	91
A.9. Corriente . . . . .	91
A.9.1. ANEXO 1. Características de la red . . . . .	104
A.9.2. ANEXO 2. Curvas de carga . . . . .	104
<b>B. Flujo de carga en redes de distribución con GD</b>	<b>108</b>
B.1. Introducción . . . . .	108
B.2. El modelo de la red . . . . .	108
B.3. El algoritmo . . . . .	111
B.4. Cálculo de las pérdidas . . . . .	111
B.5. Sensibilidad . . . . .	112
B.5.1. Sensibilidad de las corrientes de nodo respecto de las cargas	112
B.5.2. Sensibilidad de las corrientes de arco respecto de las corrientes de nodo . . . . .	113

B.5.3.	Sensibilidad de las pérdidas respecto de las corrientes de arco . . . . .	113
B.5.4.	Sensibilidad de las pérdidas respecto de las corrientes de nodo . . . . .	114
B.5.5.	Sensibilidad de las pérdidas respecto de las cargas de nodo	114
B.5.6.	Referencias . . . . .	114
B.5.7.	Anexo: Programa Matlab para la resolución iterativa . . .	114
<b>C.</b>	<b>Calidad de Potencia y la GD</b>	<b>117</b>
C.1.	Resumen . . . . .	117
C.2.	Introducción . . . . .	117
C.3.	¿Calidad de Energía o Potencia? . . . . .	118
C.4.	Antecedentes reglamentarios y normativos . . . . .	119
C.4.1.	Nacionales . . . . .	119
C.4.2.	Otros países . . . . .	119
C.4.3.	Ejemplo: Sobretensión permanente . . . . .	121
C.4.4.	Otras consideraciones . . . . .	122
C.5.	Conclusiones preliminares . . . . .	122
C.6.	Anexo: Cálculo aproximado de la sobretensión permanente por efecto de la <i>GD</i> . . . . .	122
<b>D.</b>	<b>Tecnologías de Generación basadas en Ciclos Térmicos, aplicables a la Generación Distribuida</b>	<b>125</b>
D.1.	Introducción . . . . .	125
D.2.	Turbinas de vapor asociadas a sistemas de cogeneración . . . . .	126
D.3.	Motores reciprocantes . . . . .	126
D.4.	Turbinas de gas . . . . .	127
D.5.	Algunos conceptos básicos sobre Cogeneración . . . . .	128
D.5.1.	Magnitudes energéticas e índices relevantes en sistemas de cogeneración . . . . .	128
D.5.2.	Criterios de selección de sistemas de cogeneración . . . . .	130
<b>E.</b>	<b>Propuesta regulatoria: Requerimientos técnicos para la conexión de GD</b>	<b>133</b>
E.1.	Resumen . . . . .	133
E.2.	Condiciones básicas de conexión . . . . .	133
E.3.	Requerimientos y especificaciones técnicas de la conexión . . . . .	134
E.4.	Ensayos en la interconexión . . . . .	135
E.5.	Conexión de un nuevo proyecto de Generación Distribuida . . . . .	135
E.6.	Planificación y estudios de la red . . . . .	136
E.7.	Requisitos de diseño . . . . .	136
E.8.	Operación y mantenimiento . . . . .	136

<b>F. Publicación en IEEE (M. Vignolo y P. Sotkiewicz): Allocation of Fixed Costs in Distribution Networks with Distributed Generation</b>	<b>137</b>
F.1. Abstract . . . . .	137
F.2. Keywords . . . . .	138
F.3. Introduction . . . . .	138
F.4. Allocation Strategy and Description of Charges . . . . .	140
F.5. Extent of use measurement methodology and charges . . . . .	142
F.5.1. Defining the Extent of Use . . . . .	142
F.5.2. Defining the Costs and Charges . . . . .	144
F.5.3. When Locational Charges Cover Fixed All Fixed Costs of an Asset . . . . .	148
F.6. Application-Network Characteristics . . . . .	148
F.7. Application-Results . . . . .	150
F.7.1. Time Differentiated Per Unit Locational Charges . . . . .	153
F.7.2. Fixed, Coincident Peak Locational Charges . . . . .	155
F.8. Conclusion . . . . .	156
F.9. Application: results . . . . .	157
F.10. Power flow and analytical derivatives calculation . . . . .	157
F.10.1. The iterative algorithm . . . . .	165
F.10.2. Derivatives calculation . . . . .	167
<b>G. Publicación en IEEE (M. Vignolo y P. Sotkiewicz): Nodal Pricing for Distribution Networks: Efficient Pricing for Efficiency Enhancing DG</b>	<b>170</b>
G.1. Abstract . . . . .	170
G.2. Keywords . . . . .	170
G.3. Introduction . . . . .	171
G.4. Nodal Pricing in a Distribution Network . . . . .	171
G.5. DG Revenue: Nodal Pricing Versus Price = $\lambda_t$ . . . . .	172
G.6. An example . . . . .	172
G.7. Discussion and Conclusion . . . . .	173

## Resumen

La Industria Eléctrica en el Uruguay está procesando transformaciones en lo que hace a los aspectos regulatorios y de coordinación de mercados al interior de esta Industria. Por otra parte, existe un gran desarrollo de aplicaciones, estudios e investigaciones sobre la Generación Distribuida en el mundo que han coincidido en promover sus fortalezas sobretodo en términos de eficiencia, flexibilidad operativa, seguridad y baja inversión unitaria. La visión que inspira esta propuesta es que la Generación Distribuida, dada las fortalezas propias y adquiridas, tiene potencial de cambio estructural para toda la Industria Eléctrica y para el caso específico del Uruguay, considerando su fortaleza propia de baja inversión unitaria independiente y la disponibilidad de gas natural y otras fuentes alternativas con que se cuenta. Adicionalmente, las regulaciones deben promover la competitividad en la Industria sin obstaculizar el desarrollo de la innovación-difusión tecnológica, la maximización de la eficiencia operativa y la adaptabilidad a los cambios del entorno. En este contexto el objetivo de este proyecto será resolver dos cuestiones fundamentales y que resultarán de las respuestas a las siguientes preguntas: ¿Cuáles son las fortalezas y debilidades dominantes de la Generación Distribuida que pueden manifestarse y las oportunidades en el Uruguay de corto y mediano plazo, que permitan evaluar si esta aplicación tecnológica puede considerarse relevante de integrar el patrón de desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional? ¿Cómo debe tratar la Regulación de la Industria Eléctrica a la Generación Distribuida para no obstaculizar el desarrollo de esta aplicación tecnológica en el país en la medida en que resulte competitiva?

# Capítulo 1

## Generalidades sobre la Generación Distribuida (GD)

### 1.1. Definiciones

CIGRE define la Generación Distribuida (GD) (CIGRE WG 37.23, 1999) como aquella que está conectada a la red de distribución, es menor a 50 - 100 MW y no es planificada ni despachada en forma centralizada.

Una discusión detallada sobre la definición de la GD puede encontrarse en (Ackermann, T., 2001).

A los efectos de este proyecto llamaremos GD a la generación que se conecta directamente a la red de distribución eléctrica. Esta definición coincide con la que propone WADE (World Alliance for Distributed Energy), (WADE, 2005). Si bien para el caso de Uruguay la reglamentación vigente (Decreto PE Uruguay, 2002) la limita a potencias instaladas menores o iguales a 5 MW, los estudios aquí presentados podrán, en algunos casos, exceder este límite, ya que el mismo es arbitrario y su determinación puede tener efectos significativos en el grado de competitividad de la GD.

La GD se diferencia de la generación central convencional debido a que mientras esta última está asociada a grandes redes de transmisión que llevan la energía producida hasta los centros de consumo, la GD está instalada en el mismo lugar donde se produce la demanda. Se reduce así la utilización de las redes de transporte de energía y las pérdidas globales del sistema por kWh consumido efectivamente, siendo éstas sus ventajas competitivas fundamentales (ver figura 1.1).

En diversos países la potencia en GD instalada ha ido creciendo en proporción respecto de la potencia total instalada. Este fenómeno se ha dado en el contexto de una industria eléctrica competitiva. En la figura 1.2 se muestra el



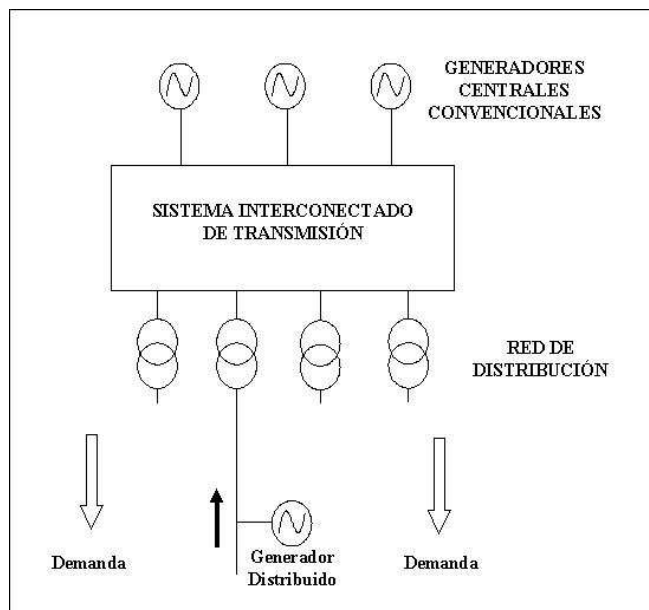


Figura 1.1: Generación Distribuida

porcentaje de capacidad distribuida instalada respecto a la total en varios países de Europa (CIGRE 1999).

De acuerdo a la información de CIGRE en países como Dinamarca el porcentaje de GD alcanza el 37% y en Países Bajos el 40%. En otros países de Europa, la proporción de GD es inferior al 15%. Estudios similares pueden encontrarse para el caso de Argentina y Chile (Vignolo, J.M., 2002) con valores cercanos al 10% para el caso de Argentina y muy inferiores para el caso de Chile.

En el informe del Grupo de Trabajo 37.23 de CIGRE (CIGRE 1999) se encuentran resumidas las razones por las cuales se ha incrementado la proporción de GD en los distintos países. Los aspectos incluidos en este informe son:

- La GD posee actualmente una tecnología madura que está fácilmente disponible y es modular en el rango de capacidades de 100 kW a 150 MW
- La generación puede instalarse próxima a la carga, lo que puede disminuir los costos de transporte
- Está siendo más fácil encontrar lugares para instalar generadores pequeños
- No se necesitan grandes ni costosos sistemas de distribución de calor para sistemas locales alimentados por pequeñas unidades cogeneradoras (CHP)
- Es esperable que el gas natural, que es generalmente usado como combustible para la GD, esté fácilmente accesible en la mayoría de los centros de demanda y que posea un precio estable
- Las centrales a gas tienen menores tiempos de instalación e insumen menores costos de capital comparadas con las grandes centrales

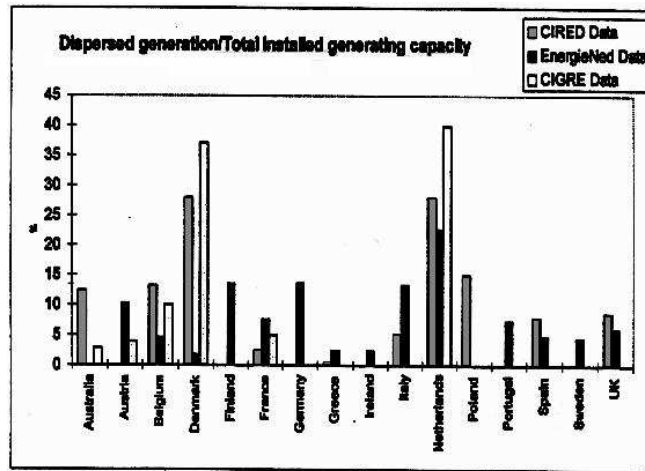


Figura 1.2: GD en Europa y Australia

- En el caso de la cogeneración pueden lograrse mayores eficiencias lo mismo que utilizando ciclos combinados de mediano porte
- Algunas políticas como subsidios o tarifas elevadas para tecnologías limpias crean condiciones favorables
- En muchos casos la GD tiene costos que están por debajo netamente del precio medio de venta lo cual la vuelve competitiva, sobre todo al no tener que pagar costos de red
- Las instituciones financieras son generalmente favorables a financiar los proyectos de GD ya que los números resultan atractivos
- La desregulación de los mercados de energía con mayor competencia en generación brinda nuevas posibilidades para invertir en el negocio de generación
- La demanda de “Energía Verde ” va en aumento (Es interesante ver también (Hyde, D., 1998)).

Las fuentes primarias de energía utilizadas por estos generadores son muy diversas. Existen ejemplos que utilizan fuentes renovables (eólica, solar, hidráulica, biomasa) pero también no renovables (diesel, carbón, gas natural). Una parte de la GD está constituida por lo que se denomina cogeneración. Una planta cogeneradora es una planta industrial que como subproducto de su proceso produce vapor u otros tipos de energía que pueden ser convertidas en electricidad. En el Apéndice D, se puede encontrar un desarrollo más detallado de este concepto. La cogeneración mejora la eficiencia global del proceso y brinda una fuente adicional de energía eléctrica al sistema. En general, las potencias involucradas en GD son relativamente pequeñas respecto de la generación central convencional. Como dijimos, CIGRE considera para la GD potencias inferiores a los 100 MW (CIGRE 1999). Para mercados eléctricos como el uruguayo podríamos fijar en aproximadamente 10 MW el límite superior de la potencia unitaria para una planta de GD.

## 1.2. Grado de competitividad de la GD

En la figura 1.3 (Vignolo, J.M. 2002) se muestran los precios (@ Noviembre 2000, en centavos de dolares norteamericanos por kWh) de la energía eléctrica a nivel de generación y a nivel de distribución en el sistema eléctrico inglés, argentino y chileno, donde desde hace algunos años existe un mercado eléctrico competitivo.

U.K.	ARGENTINA	CHILE
Central Generation	Central Generation	Central Generation
~3.2 c /kWh	~3.2 c /kWh	~3.2 c /kWh
Transmission	Transmission	Transmission
HV Distribution	HV Distribution	HV Distribution
MV Distribution	MV Distribution	MV Distribution
LV Distribution	LV Distribution	LV Distribution
~10.4 c /kWh	~10.1 c /kWh	~9.4 c /kWh

Figura 1.3: Grado de competitividad de la GD. Precios noviembre 2000

El costo que imponen las redes de transmisión y distribución (incluyendo la gestión de la demanda) se deduce rápidamente del cuadro anterior. Llamaremos a este costo  $\Delta p$ . Los valores de  $\Delta p$  para los casos argentino, chileno e inglés, se encuentran en el entorno de 70 USD / MWh <sup>1</sup>.

El costo que imponen las redes de transporte de energía mide directamente el valor que tiene la GD. Para los ejemplos anteriores, un generador instalado en la red de distribución suministra energía eléctrica a una demanda que compra a un precio de hasta 100 USD / MWh. En el Capítulo 6 de este trabajo se realiza un estudio de costos que revela que es posible generar en forma rentable

<sup>1</sup>A pesar de que en el momento en que se escribe este trabajo estos valores han cambiado, a los efectos de lo que se quiere mostrar los datos a noviembre de 2000, resultan igualmente relevantes.

energía limpia con recurso eólico con 60 USD / MWh de costo medio. Para otras fuentes, el costo puede ser aún menor.

Lo anterior no significa que el precio de venta de la energía producida mediante GD deba ser, en estas hipótesis, 100 mils / kWh ya que no necesariamente se puede lograr con GD el mismo nivel de confiabilidad que proporciona el sistema eléctrico (generación centralizada más redes de transporte). Por otra parte, tampoco es cierto que la energía eléctrica producida con GD deba venderse al mismo precio de la generación centralizada ya que además de energía la GD puede proporcionar servicio de redes (medido a través de la reducción en las pérdidas y en el uso de las mismas, y del aumento de la confiabilidad en el suministro).

### **1.3. Del sector eléctrico tradicional a una nueva concepción con GD**

#### **1.3.1. Antecedentes históricos**

En los comienzos de la industria eléctrica, la necesidad de energía eléctrica en una localidad era satisfecha por la propia municipalidad a través de la instalación de generadores distribuidos en la misma (Vignolo, J.M. & Zeballos, R., 2001).

La industria eléctrica comenzó su historia utilizando generación distribuida (GD), es decir generación situada en la propia red de distribución, muy cerca de la demanda. La generación era diseñada de tal forma de satisfacer la demanda con cierto margen de reserva (seguridad).

Más adelante, con el creciente aumento de la demanda de electricidad y debido a las economías de escala involucradas, se comenzaron a construir grandes centrales generadoras, generalmente cerca de las fuentes primarias de energía (ej. carbón, hidroeléctricas). La gran diferencia de eficiencia entre una gran central de generación frente a una pequeña, en aquel momento, sumado al hecho de que el margen de reserva que se debía tomar en el primer caso era menor que si se instalaba la misma potencia en forma distribuida, dieron por resultado la actual concepción de los sistemas eléctricos. Es decir, un sistema eléctrico con generadores de gran tamaño, cuya energía debe ser necesariamente transportada hacia la demanda mediante grandes redes de transmisión. Esta lógica de desarrollo ha sido sistemáticamente incentivada por el hecho que los costos de los sistemas de transmisión han sido menores que los beneficios que generan las economías de escala en la generación. Por tanto, en esencia, la existencia de economías de escala en la generación y el hecho que su magnitud haya sido tal que superan los costos de inversión en la transmisión, han sido los factores determinantes de la topología de los circuitos eléctricos actuales. Por otra parte, en la Transmisión son obvios los incentivos para construir una única red. La influencia decisiva de las economías de escala hacen que la importancia de los costos fijos determine que en un amplio rango de capacidad, los costos medios sean decrecientes, constituyendo en consecuencia a este sector en un monopolio natural por excelencia (Bitrain, E. & Saavedra, E. 1993). Finalmente, las economías de

escala no han sido los únicos factores determinantes en el desarrollo pasado de los sistemas eléctricos. En la generalidad de los países, la integración y formación de monopolios se ha debido a que el tamaño óptimo de las inversiones solo podía ser afrontado por el Estado; por lo que fue el Estado, la figura exclusiva que dominó la propiedad y el control en la dinámica de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

### 1.3.2. Concepción tradicional de la Industria Eléctrica

En el presente, disponemos de un sistema eléctrico cuya conformación es el resultado de una concepción que ha tenido vigencia por más de cincuenta años: grandes plantas de generación, generalmente ubicadas lejos de la demanda, y grandes redes de transmisión que llevan la energía generada hacia ella. En esta concepción tradicional, la producción de electricidad dentro de la industria eléctrica consiste en un proceso que consta de cuatro etapas (Generación, Transmisión, Distribución y Consumo), el cual se realiza con un orden determinado definiendo por lo tanto cuatro niveles, tal como se muestra en la figura 1.4.

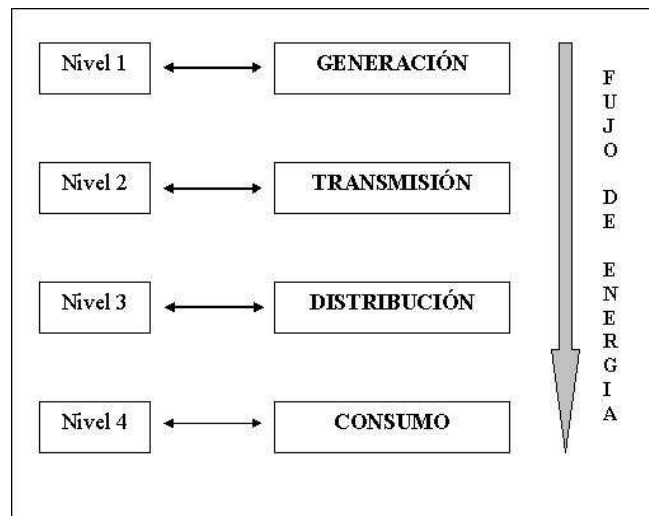


Figura 1.4: Concepción tradicional de la industria eléctrica

Es un fenómeno conocido que desde su comienzo la industria eléctrica es una industria en crecimiento continuo, debido a que la demanda de electricidad crece en forma sostenida. Esto obliga obviamente a aumentar también la generación de energía eléctrica en forma permanente. Dentro de la concepción tradicional de la industria eléctrica, el crecimiento del sistema implica la instalación de nuevas plantas generadoras en el Nivel 1 (ver figura 1.4), en forma más o menos continua en el tiempo, y la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía (Nivel 2 y Nivel 3), también en forma continua pero con menor frecuencia. Uno de los factores relevantes en esta lógica de desarrollo es que la toma de

decisión surge de una planificación centralizada ubicada dentro del monopolio administrativo. Sin embargo, ¿es ésta la única opción? Para responder a esta cuestión, revisemos qué cambios se han estado procesando en la dinámica de los factores que determinaron el desarrollo pasado de los SEP.

### 1.3.3. La nueva concepción de la Industria Eléctrica

El crecimiento del mercado eléctrico, el desarrollo de mercados de capitales y el progreso técnico acelerado, han hecho que el tamaño óptimo de las nuevas inversiones en generación disminuya en relación al tamaño del mercado y a la capacidad financiera privada (Bitrain, E. & Saavedra, E. 1993). En esta situación, surgen condiciones en el sector de la generación, para que su desarrollo pase a ser coordinado por el mercado. A esto se suma un énfasis generalizado en promover la competencia en el mercado de generación, en general y en particular, en el suministro de grandes consumidores. Es esta nueva situación a la que apuntan todos los procesos de desregulación que se están dando, con mayor o menor velocidad, en el mundo.

Por otra parte, en las últimas décadas se ha producido un cambio radical en el comportamiento de los costos de generación debido a los cambios tecnológicos. En la figura 1.5 se muestran las curvas de costos para centrales térmicas en el período 1930 - 1990 (Hunt, S. & Shuttleworth, G. 1996).

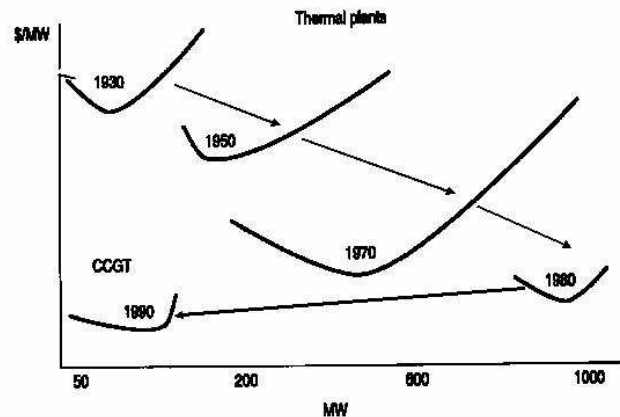


Figura 1.5: Curvas de costo de plantas generadoras respecto a la potencia (1930 - 1990).

Tal como se observa, si bien hasta 1980 el mínimo costo por MW se obtenía aumentando el tamaño de la planta generadora, hacia 1990 se produce un cambio en este comportamiento obteniéndose el punto óptimo para potencias mucho menores.

Por otra parte, si observamos como se comportan las eficiencias de las distintas tecnologías de generación actuales respecto al tamaño de la planta (figura

1.6), vemos que para algunos casos, como el de las plantas a gas, no se producen cambios importantes en la eficiencia al variar la potencia del generador. (Willis & Scott, 2000)

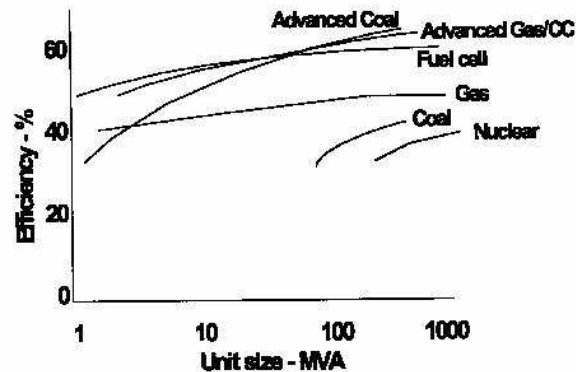


Figura 1.6: Eficiencia vs. Potencia del generador para distintas tecnologías .

Es importante notar, que en el pasado, la situación no era ésta, sino que por el contrario las diferencias de eficiencia eran significativas al variar el tamaño de la planta.

En consecuencia, la situación ha cambiado respecto del pasado. Se disponen en la actualidad tecnologías que permiten generar utilizando tamaños de plantas relativamente pequeñas respecto a la generación convencional y con menor costo por MW generado. Es esta evolución tecnológica la que tiene una importancia estratégica clave, puesto que, la relación de eficiencia era lo que determinaba, en el pasado, las economías de escala de los generadores. Ante esta nueva situación se tiende a perder uno de los factores básicos que justificaba económicamente las grandes centrales. Particular interés se manifiesta en observar la analogía en esta dinámica con la de los sistemas informáticos en los últimos 20 años, desde el “mainframe ”de los 80 a las actuales “redes de PC ”. Otro factor a tener en cuenta es la dificultad, cada vez mayor, para conseguir derechos de paso para nuevas líneas, lo cual muchas veces obliga a sustituir líneas utilizando los corredores existentes para aumentar la capacidad de transmisión. Por otra parte, el tamaño de estos nuevos generadores no necesitan de un sistema de transmisión sino que son adecuados para conectarse directamente a la red de distribución, siendo la energía generada por ellos consumida directamente en el lugar donde es producida. No se debe ampliar entonces la red de transmisión, evitando así los correspondientes costos de inversión que dicha instalación implica y las pérdidas de energía que se producirían si tal red se ampliara. En consecuencia, la tendencia será a un cambio de la topología de los circuitos eléctricos de los SEP.

Una evidencia del cambio que ha ocurrido en la concepción de las plantas generadoras se observa en la figura 1.7, donde se muestra la evolución del tamaño medio de dichas plantas en los EEUU. (Dunsky, P., 2000)

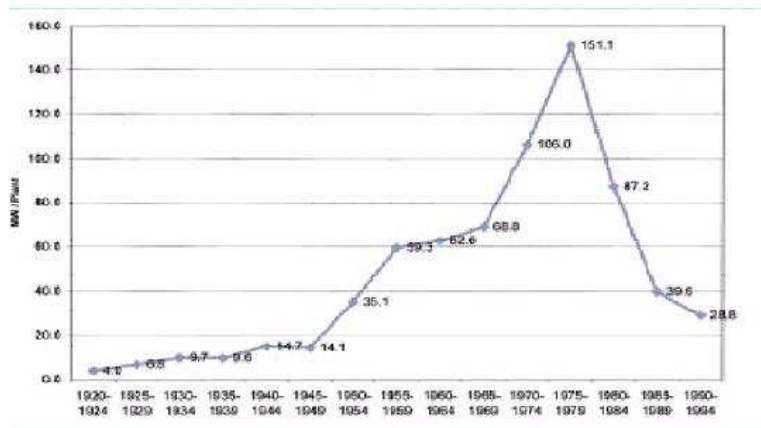


Figura 1.7: Tamaño medio de las plantas generadoras en EEUU (1920 - 1994). Muestreo al 100 % : 13566 plantas .

Tal como se observa en el gráfico, el tamaño medio de las plantas generadoras creció constantemente en el período 1920 -1949, a una tasa media anual de casi 5.5%. Luego, en la siguiente década, la tasa se incrementó al 17%. A partir de la década de los 80', el surgimiento de la tecnología del gas, conjuntamente con el fin de la era nuclear, produjeron un cambio radical en el comportamiento que se venía observando en las décadas anteriores. Tal como se puede apreciar, el comportamiento es descendente, llegando en 1994 a valores en el tamaño medio de las plantas generadoras inferiores a 30 MW.

En la nueva concepción de la industria eléctrica, la generación no es exclusiva del Nivel 1 y el flujo de potencia no es unidireccional como en la figura 1.4. Por el contrario, tenemos ahora un esquema como el de la figura 1.8.

En este nuevo esquema, una parte de la energía demandada es proporcionada por los generadores centrales convencionales, mientras que otra es producida mediante GD. Diferenciamos en el esquema la autogeneración de energía, es decir aquellos casos en que un consumidor produce energía eléctrica para sí mismo, aunque podemos considerarlo también GD.

En síntesis, existe evidencia de que ciertos factores objetivos determinantes de la dinámica de los SEP presentan variantes sustanciales respecto al pasado. En estas condiciones y teniendo en cuenta la magnitud del mercado eléctrico nacional, sus agotadas posibilidades de explotar un recurso natural concentrado, la capacidad del mercado nacional de capitales y el acelerado avance tecnológico



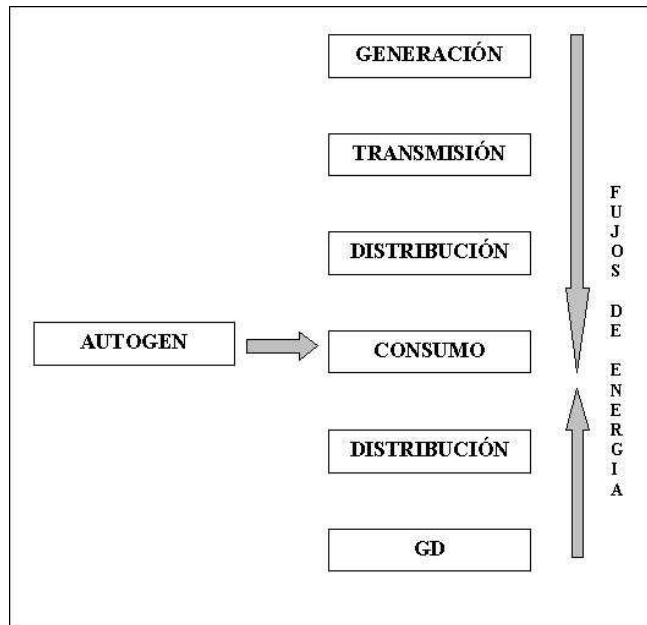


Figura 1.8: La nueva concepción de la industria eléctrica.

en la mejora de la eficiencia y el control eléctrico de los nuevos generadores, se presenta un marco más que promisorio para aventurar una nueva configuración eléctrica en el SEP nacional.

Dentro de la nueva concepción de la industria eléctrica, el crecimiento de la demanda se puede satisfacer de dos formas:

- Instalando generación central convencional y ampliando las redes de transporte.
- Instalando GD.

La decisión pasa por resolver un problema técnico-económico. Realicemos algunas consideraciones generales.

Una gran central moderna conectada en la red de transmisión siempre será más eficiente que una pequeña central moderna distribuida (las economías de escala existen cuando se aumentan las dimensiones de un generador en múltiples magnitudes). Sin embargo, en una de las magnitudes claves, la eficiencia, las diferencias pueden no ser muy importantes, tal como se observa en la figura 1.6. Incluso, si lo que se pretende es potenciar una vieja planta generadora, probablemente los costos asociados sean mayores a si se instala una nueva planta generadora distribuida. Esto se debe a que una de las características de los generadores distribuidos es que se producen en fábrica en forma standard y luego se instalan fácilmente en sitio, lo que reduce notablemente sus costos ("plug and play").

En la evaluación de las opciones, los costos exactos que se deben evaluar son

aquellos de la planta de GD contra los de la planta generadora convencional más la red de transporte asociada a esta última, tanto en costos hundidos como en mantenimiento y pérdidas acumuladas. Asimismo, deben considerarse los impactos ambientales y los costos ambientales. Como ya se observó, por estar cerca de la demanda, la GD no utiliza la red de transmisión y por lo tanto evita los costos asociados con ésta. Es importante observar también que mientras que los costos globales de construcción de las redes de transporte se han incrementado, debido al aumento en el costo de la mano de obra y de las restricciones de servidumbre, estéticas y de diseño, por el contrario, los costos en la GD han caído ya que estas plantas se construyen en forma standard y tienen gran modularidad (Willis, H and Scott, W. 2000).

Además de las consideraciones anteriores, debe tenerse en cuenta que la GD puede presentar beneficios adicionales al sistema eléctrico:

- Reduciendo las pérdidas en las redes de distribución.
- Incrementando la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
- Proporcionando control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución.
- Generando energía limpia utilizando fuentes renovables (GDR - Generación Distribuida Renovable).
- Atomizando y descentralizando la propiedad en el sector de generación, característica fundamental para incentivar la competencia.

Como consecuencia, la GD presenta varias ventajas frente a la generación central convencional, las que serán discutidas y analizadas en los capítulos 2 y 3. Sin embargo, la decisión última deberá ser el resultado de un estudio detallado para el caso particular en consideración.

## Capítulo 2

# Fortalezas y Debilidades de la GD

### 2.1. Impacto de la GD en las pérdidas de la red

Como es bien sabido ha sido un interés permanente de las compañías eléctricas la reducción de las pérdidas en las redes de transporte de energía debido a que éstas representan energía y por lo tanto dinero que se pierde. En el nuevo contexto de una industria eléctrica de competencia este concepto mantiene su vigencia y en especial el Regulador debería establecer las políticas necesarias que motivaran una conducta en este sentido ya que con ello se logra un sistema eléctrico más eficiente.

Veamos de qué forma la presencia de la GD modifica las pérdidas en la red de distribución donde se encuentra conectada. Consideremos para ello, a forma de ejemplo, la red de distribución radial de la figura 2.1 (Mutale et al. 2000).

La red se encuentra alimentada desde una subestación en el punto T. Existen dos cargas (D1 y D2) conectadas en los puntos A y B, y un generador distribuido (G) conectado en el punto C. Las potencias demandadas por D1 y D2 son constantes e iguales a 200 kW. G tiene una capacidad de generación de 400 kW. Asumiremos que la distancia entre el punto A y el punto B es la misma que entre B y C y que además la distancia entre T y A es el doble que entre A y B. Las impedancias de cada tramo de la red son las indicadas en la figura.

Para simplificar los cálculos, haremos las siguientes hipótesis:

- Los módulos las tensiones en todas las barras son iguales a 1 p.u.
- Las caídas de tensión son despreciables
- Las pérdidas son despreciadas para el cálculo de los flujos
- $x \gg r$

Tomaremos como potencia base 100 kW y un valor de  $r = 0.001$  p.u.

Con las hipótesis realizadas es sencillo demostrar que las pérdidas en una línea (l) pueden ser calculadas multiplicando el valor de la resistencia ( $r$ ) por el cuadrado del flujo de potencia activa por la línea ( $p$ ):

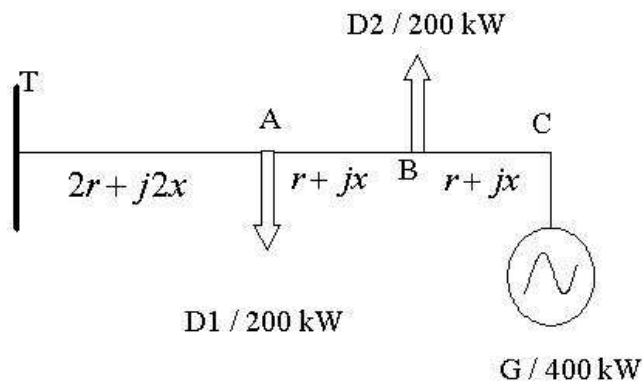


Figura 2.1: Red de distribución radial.

$l = rp^2$  (con todos los valores en p.u.)

Para el caso de la figura 2.1 con el generador entregando 400 kW, resultan los flujos de potencia activa indicados en la figura 2.2.

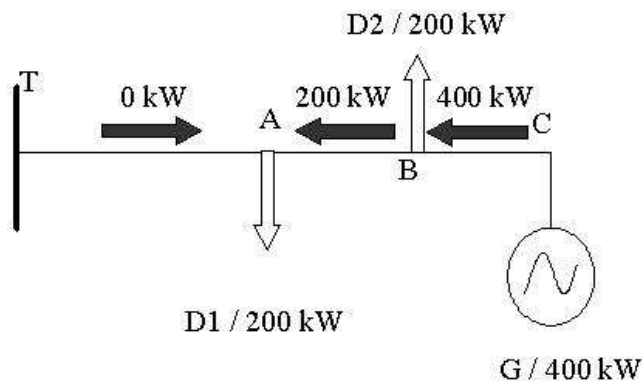


Figura 2.2: Red de distribución radial.

Para este caso las pérdidas totales en la red resultan:

$$l = 0,001 [2^2 + 4^2] = 0,02p.u. , \text{ es decir } 2 \text{ kW.}$$

Si ahora consideramos que el generador G no está presente en la red, resultan los flujos de la figura 2.3.

Para este caso, las pérdidas en la red resultan:

$$l = 4^2 \times (2 \times 0,001) + 2^2 \times 0,001 = 0,036p.u., \text{ es decir } 3.6 \text{ kW.}$$

En conclusión podemos decir entonces que para el ejemplo particular de esta red de distribución, la presencia del generador G produce una reducción en las pérdidas de 3.6 kW a 2 kW, o sea 44%.

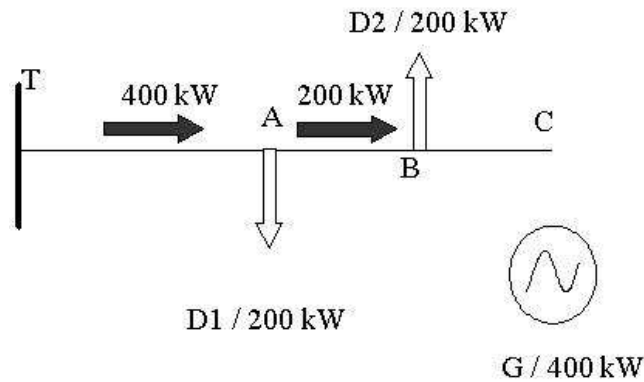


Figura 2.3: Flujos de potencia desconectando el generador.

Es importante observar, sin embargo, que para el caso del generador conectado existe un valor de potencia inyectada para el cual las pérdidas comienzan a ser mayores que en el caso en que no existe generador o en que la inyección de potencia de éste es nula. Por otra parte, además, existe un valor de potencia inyectada para el cual las pérdidas son mínimas. Este valor de potencia se puede calcular y está en el orden de los 250 kW, siendo las pérdidas en la red para este caso un poco mayores a 1 kW.

Por otra parte, la generación dentro de la red de distribución disminuye los flujos en la red de transmisión que la alimenta y por lo tanto las pérdidas en ésta.

En el Anexo se presenta un estudio del impacto de la GD en las pérdidas en una red particular de distribución de media tensión del Uruguay.

Como puede verse en el ejemplo simple presentado anteriormente, al igual que en el estudio particular realizado en el Anexo, el impacto de la GD en las pérdidas de la red puede ser positivo (fortaleza) o negativo (debilidad) dependiendo de los flujos iniciales en la red, de la ubicación de la GD y de la cantidad de potencia inyectada por ésta. En consecuencia, si se quiere obtener un impacto positivo deberán establecerse las señales tarifarias adecuadas que reconozcan el mismo en forma de costo (si la GD aumenta las pérdidas) o de beneficio (si la GD disminuye las pérdidas). Cabe recordar que las pérdidas dependen del factor de capacidad con que se trabaja, por ejemplo en el caso de la energía eólica.

## 2.2. Impacto de la GD en el uso de la red y postergación de inversiones en transmisión

Utilizando el mismo ejemplo presentado en la sección anterior puede observarse que la GD altera los flujos en la red y por lo tanto el uso de la misma, entendiendo por tal al cociente entre el flujo real y la capacidad de la línea o

cable. En efecto, si se mira lo que ocurre con el flujo de potencia en el tramo TA, se observa que antes de la conexión del generador, el flujo era de 400 kW, mientras que con el generador entregando 400 kW el flujo en TA desciende a 0 kW. Distintos valores en TA pueden obtenerse según la potencia que entregue el generador, pudiendo inclusive superar los 400 kW si la potencia entregada es lo suficientemente elevada (mayor a 800 kW). Nuevamente, el impacto en la red provocado por la GD podrá ser positivo (disminución en el uso) o negativo (aumento en el uso) dependiendo de los flujos iniciales en la red, de la ubicación de la GD y de la cantidad de potencia inyectada por ésta.

En el Apéndice A se presenta un estudio del impacto de la GD en el uso de la red para una red particular de distribución de media tensión del Uruguay.

Análogamente a lo concluido en la sección anterior, si se quiere obtener un impacto positivo (fortaleza) deberán establecerse las señales tarifarias adecuadas que reconozcan el mismo en forma de costo (si la GD aumenta el uso de la red) o de beneficio (si la GD disminuye el uso de la red). De esta forma se podrá inducir a la GD a ubicarse y operar en los rangos en que presenta mayores beneficios al sistema.

### **2.3. Impacto de la GD en la confiabilidad en el suministro**

La energía eléctrica que se vende es un producto con determinadas características que deberían estar bien especificadas. En particular no es lo mismo un suministro de energía eléctrica con una probabilidad alta de falla que un suministro de energía eléctrica con una baja probabilidad de falla. En particular, para el caso de Uruguay el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (Reglamento URSEA, 2003) define las metas para los índices de calidad y compensaciones para los usuarios en el caso de que los mismos resulten inferiores a los establecidos.

La confiabilidad o seguridad en el suministro de energía eléctrica tiene un valor por sí mismo que puede ser bien determinado. En consecuencia los distintos agentes participantes en el mercado eléctrico invertirán en el sistema de distintas formas procurando optimizar su situación respecto al parámetro de confiabilidad.

La presencia de la GD modifica la seguridad en el suministro de energía eléctrica en la red de distribución. Utilicemos aquí también un ejemplo sencillo para analizar de que forma un GD modifica dicha confiabilidad (ver figura 2.4).

La figura 2.4 muestra una red de distribución muy simple. Consiste en dos alimentadores radiales de 10 MW de capacidad cada uno, los cuales alimentan la barra B donde existe una carga de 10 MW. La indisponibilidad de los alimentadores está indicada en la tabla de la figura 2.4.

Calculemos para este caso cual es la probabilidad de no satisfacer la carga, es decir el LOLP (Loss of Load Probability)

De acuerdo al Cuadro 2.2, el LOLP para esta carga resulta igual a 0.0004.

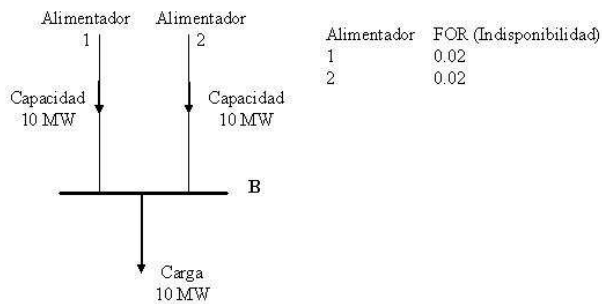


Figura 2.4: Ejemplo: Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica (sin GD).

Cap. no disponible (MW)	Cap. disponible (MW)	Probabilidad
0	20	$0.98 \times 0.98 = 0.9604$
10	10	$2 \times 0.98 \times 0.02 = 0.0392$
20	0	$0.02 \times 0.02 = 0.0004$

Cuadro 2.1: Estados posibles para el caso del ejemplo: dos alimentadores, una carga, sin GD.

Este número puede traducirse a la cantidad esperada de días en el año en los cuales la carga puede experimentar problemas, multiplicando por 365, resultando 0.146 días/año. Si preferimos este número expresado en horas/año, multiplicamos por 24 obteniendo 3.50 horas/año.

Consideremos ahora el caso en el cual un generador distribuido de baja capacidad firme (por ejemplo un generador eólico) se conecta en la barra B figura 2.5.

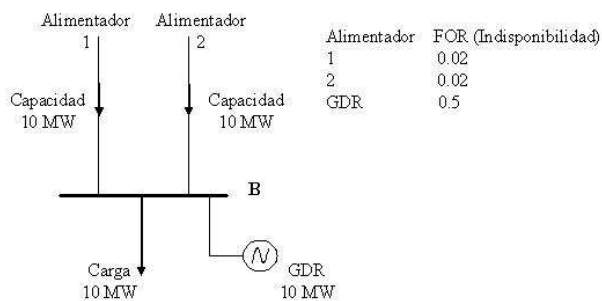


Figura 2.5: Ejemplo: Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica (con GD).

Para este caso el cálculo del LOLP se muestra en el Cuadro 2.2.

Cap. no disponible	Cap. disponible	Probabilidad
0	30	$0.98 \times 0.98 \times 0.5 = 0.4802$
10	20	$2 \times 0.98 \times 0.02 \times 0.5 + 0.98 \times 0.98 \times 0.5 = 0.4998$
20	10	$2 \times 0.98 \times 0.02 \times 0.5 + 0.02 \times 0.02 \times 0.5 = 0.0198$
30	0	$0.02 \times 0.02 \times 0.5 = 0.0002$

Cuadro 2.2: Estados posibles para el caso del ejemplo: dos alimentadores, una carga, con GD.

Por lo tanto:

$$LOLP = 0,0002$$

El número esperado de días en el año en que la carga experimentará problemas en este caso es igual a  $0.0002 \times 365 = 0.073$  días/año. Expresado en horas por año resulta 1.75 horas/año. Este valor corresponde al 50 % del calculado sin el generador.

Es importante notar que tomamos para el ejemplo un caso en el cual el generador no tiene capacidad firme y su indisponibilidad es alta. Para generadores distribuidos con capacidad firme los índices calculados resultan aun mejores. Por otra parte, si pensamos en una red de distribución con múltiples generadores distribuidos conectados a ella, los índices de confiabilidad se vuelven altamente buenos, aún para el caso de generadores con alta indisponibilidad.

El análisis anterior se basa en el supuesto de que las fallas en los distintos elementos del sistema considerado son eventos independientes. Esto no necesariamente es cierto y depende entre otras cosas de la forma de actuación del sistema de protecciones de la red. Por ejemplo, podría ocurrir que ante la falla de un alimentador, las protecciones del generador actuaran sacándolo simultáneamente de servicio. En este caso, los valores de LOLP calculados no serían los mismos.

Normalmente, las redes donde se conecta la GD son radiales puras o en anillo con operación radial (e.g. anillo abierto). En las reglamentaciones para la conexión de GD en distintas partes del mundo (ej. Reino Unido, EE.UU) se exige generalmente que ante una falla en la red, el generador salga de servicio inmediatamente y sólo entre una vez que la red sea energizada nuevamente. La razón fundamental de esta práctica radica en la seguridad para la operación de la red. Un sistema diseñado únicamente para conectar cargas puede resultar peligroso si eventualmente se encuentra energizado desde puntos no previstos originalmente. Si bien esto no mejora la confiabilidad del suministro en la red, en general, sí puede mejorar la disponibilidad para cargas situadas en el punto de conexión del generador. En este caso, la frecuencia de interrupción no cambia pero el tiempo de interrupción disminuye.

En conclusión podemos afirmar que la presencia del generador en la red de distribución puede proporcionar seguridad adicional en el suministro de energía eléctrica dependiendo de la configuración y del sistema de protecciones.



Mayores confiabilidades pueden lograrse si nos desprendemos de la filosofía tradicional de diseño de las redes de distribución, pensadas únicamente para conectar cargas, y vamos a un concepto más parecido a las redes de trasmisión.

## 2.4. Impacto de la GD en la regulación de la tensión

Otra de las características del producto electricidad es que el valor eficaz de la tensión suministrado debe tener un valor bien determinado con cierta tolerancia.<sup>1</sup> Para ello, en las redes de distribución, las empresas distribuidoras asignan determinados equipamientos para el control de tensión, por ejemplo utilizando transformadores con cambio en la relación de transformación (taps). Veamos un ejemplo.

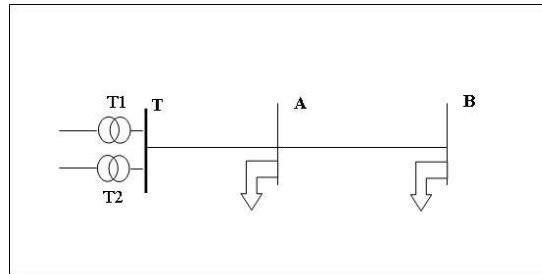


Figura 2.6: Red de distribución radial simple sin GD.

En la figura 2.6 se muestra una red de distribución radial muy simple. La regulación de tensión en la red se obtiene en este caso regulando los taps de los transformadores T1 y T2 procurando que:

- En los momentos de máxima carga de la red el cliente en B reciba un nivel aceptable de tensión (por encima del mínimo permitido)
- En los momentos de mínima carga de la red, el valor de la tensión recibida por los clientes esté por debajo del máximo permitido

Si ahora consideramos un generador conectado en la red radial anterior, como se muestra en la figura 2.7, la situación cambia.

El generador conectado en el punto G cambiará los flujos de potencia en la red y por lo tanto también los valores de tensión en los distintos puntos de la misma. Si el generador inyecta energía en la red, los voltajes tenderán a subir. El grado en que este efecto se produce dependerá de:

- El nivel de inyección de potencia
- La ubicación del generador
- La distribución de la carga en la red

<sup>1</sup>En el caso de Uruguay, estos requerimientos están dados por el Reglamento de Calidad de Energía Eléctrica, (URSEA, Uruguay 2003).

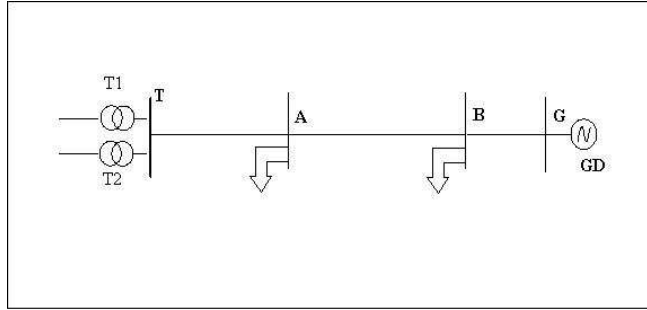


Figura 2.7: Red de distribución radial simple con GD.

- Las impedancias de la red
- Tipo y tamaño del generador
- Magnitud, dirección y sentido del flujo de potencia reactiva en la red

El valor del voltaje en la barra B puede ser controlado modificando el punto de funcionamiento del generador. La caída de tensión entre el punto B y el punto G viene dada por la conocida relación:

$$\delta |V| \approx \frac{RP + XQ}{E}$$

$$\delta |V| = |\bar{E}| - |\bar{V}|$$

donde,

$|\bar{E}|$  es el módulo de la tensión  $\bar{E}$  en p.u.

$|\bar{V}|$  es el módulo de la tensión  $\bar{V}$  en p.u.

$\bar{E}$  y  $\bar{V}$ , son las indicadas en la figura 2.8

$\bar{S} = P + jQ$ , con la dirección y sentido indicados en la figura 2.8 y en p.u.

$R + jX$ , es la impedancia del tramo de línea entre B y G en p.u.

Como resultado de las expresiones anteriores resulta claro que el nivel de tensión puede ser controlado, variando la potencia reactiva  $Q$  exportada por el generador. En particular, para valores de  $Q$  negativos (es decir, con el generador importando potencia reactiva), es posible obtener  $\delta |V| = 0$ . Este método resulta efectivo para circuitos con una relación  $X/R$  alta, como es el caso de las líneas aéreas. Para el caso de cables de BT con una relación  $X/R$  baja, el método no funciona y se debe analizar tal como se muestra en el anexo del apéndice C.

Una nueva metodología para el control de tensión en redes con GD es la que se muestra en la figura 2.9 (?), la cual permite el control en forma dinámica.

En conclusión, la GD proporciona una forma adicional de control de tensión en las redes de distribución. La conexión de varios generadores distribuidos en la red y un control de despacho inteligente brinda gran flexibilidad en el manejo de la energía reactiva y el control de tensión. En el anexo C se analiza en general la temática de la calidad de potencia y en particular la regulación permanente y transitoria de tensión.

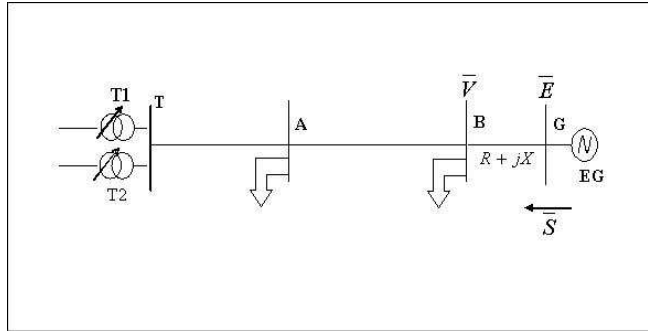


Figura 2.8: Red de distribución radial simple con GD.

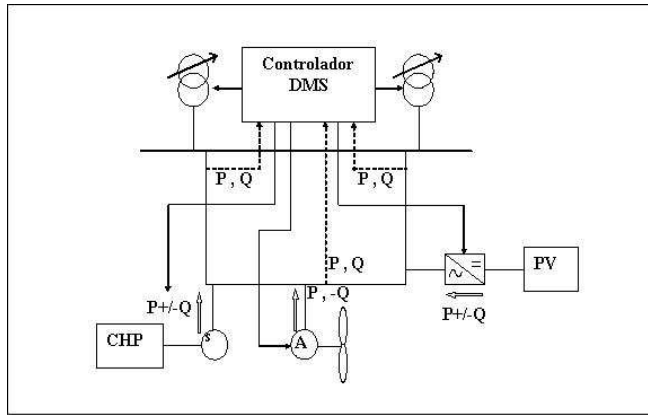


Figura 2.9: DG integrada. Control dinámico de la red.

## 2.5. Modularidad de las inversiones en generación

Los mínimos tamaños de planta eficientes para la generación térmica en escala convencional que pueden emplearse en Uruguay, son del orden de:

- 100 a 250 MW en turbinas de gas heavy duty o aeroderivadas en ciclo abierto
- 300 a 400 MW en turbinas de gas en ciclo combinado

Dado el tamaño del sistema eléctrico de Uruguay, con una demanda media de aproximadamente 1000 MW, algunos de los tipos de centrales anteriormente citadas tienen un tamaño significativo respecto al sistema total. Debe tenerse en cuenta que el crecimiento de los requerimientos de potencia térmica en el país puede ser del orden de 40-50 MW por año para una tasa de crecimiento del 3-4% anual de la demanda.

Dado que hasta al presente UTE ha sido el único generador térmico, también es relevante considerar el impacto financiero de proyectos de generación en escala convencional sobre el total de inversiones de UTE.

Los montos de inversión total de los proyectos antedichos son del orden siguiente:

- 35 a 100 MUSD en turbinas de gas heavy duty o aeroderivadas en ciclo abierto

- 150 a 220 MUSD en turbinas de gas en ciclo combinado

Las inversiones totales de UTE son del orden de 100 a 150 MUSD por año.

De lo anterior se puede concluir que la modularidad de las inversiones en generación distribuida representa una fortaleza de este tipo de generación en el país, ya que las centrales convencionales tienen un tamaño relativo importante en términos operativos y financieros.

Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda, las centrales de generación convencionales, al menos las térmicas, se deben construir en forma demasiado espaciada en el tiempo, lo que dificulta el seguimiento ajustado de los requerimientos de capacidad.

La existencia de generación distribuida en un sistema pequeño como el de Uruguay otorga una mayor flexibilidad en cuanto a requerimientos de inversión y de tiempo de ejecución de los proyectos.

El tamaño reducido y el hecho de que la generación distribuida puede ser instalada en los predios de establecimientos industriales o agrícolas existentes, reduce los problemas de localización, que son significativos para la generación en escala convencional.

## **2.6. Requerimientos de inversión, espacio y tiempo de instalación**

Dadas las potencias involucradas para la GD en Uruguay (alrededor de 10 MW), los requerimientos de inversión son de algunos millones de dólares, montos al alcance de empresarios e inversores nacionales.

Asimismo, considerando estas potencias, los requerimientos de espacio son relativamente pequeños, lo que facilita la instalación de GD en industrias o centros comerciales ya existentes.

Para terminar, nuevamente el tiempo de instalación de una central pequeña es mucho menor que una central convencional de gran porte, lo cual favorece la inversión.

## **2.7. Localización respecto a la fuente de combustible y reubicación en la red**

Para las fuentes convencionales, como los combustibles fósiles, la generación distribuida no posee ventajas inherentes a la localización.

En cambio para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales como eólica, residuos de biomasa y cogeneración, la generación distribuida tiene ventajas significativas por localización:

- Para el caso de la energía eólica, en algunos casos se puede aprovechar la red existente de distribución de media tensión para proyectos de generación distribuida, si ésta se encuentra en la cercanía de sitios adecuados para el aprovechamiento eólico

- Para la cogeneración, la generación distribuida es la única alternativa, ya que necesariamente debe situarse la generación eléctrica en el mismo sitio de la generación de vapor.

- Para la generación con residuos de biomasa, la generación distribuida es la mejor alternativa, ya que el transporte de los mismos es económicamente prohibitivo, debiendo quemarse en sitios lo más próximos posible al lugar de su producción.

## 2.8. Eficiencia vs. generación central convencional

La generación de energía eléctrica presenta economías de escala, dentro de cierto rango de potencias y dependiendo de las circunstancias locales.

En el caso de centrales de ciclo combinado este rango se sitúa entre 400 y 800 MW, y en el de las turbinas a gas, éstas presentan economías de escala hasta los 200 MW.

En las figuras 5.1 y 5.2 del Capítulo 5, se ilustra este fenómeno, mostrando el rendimiento y el costo de inversión por kW instalado de turbinas a gas comerciales para la generación eléctrica. Se pueden diferenciar claramente dos conjuntos de nubes de puntos. Uno, que corresponde a las turbinas aeroderivadas, cuyo rango de aplicación es menor a 50 MW, y que presenta significativos aumentos de rendimiento y fuertes economías de escala. Otro, que corresponde a las denominadas "heavy duty", que también presentan mejoras de rendimiento y economías de escala, si bien se ven atenuadas aproximadamente a partir de los 70 MW y son prácticamente inexistentes a partir de los 200 MW. Otros costos de operación y mantenimiento, por ejemplo los de personal, crecen mucho menos que proporcionalmente con la potencia, y pueden ser significativos para grupos generadores pequeños.

La generación hidráulica presenta en buena parte también un fenómeno de economías de escala. Una gran parte del potencial hidroeléctrico explotable comercialmente en el mundo y en la región, se concentra en centrales con potencias del orden de centenares o aún miles de MW de capacidad instalada.

## 2.9. Logística de distribución del combustible

Para los derivados del petróleo, si bien la generación centralizada puede tener costos medios de abastecimiento de combustibles menores, dadas las economías de escala por realizar el transporte mediante ductos o barcazas, la generación distribuida no suele requerir inversiones específicas con este fin, ya que puede aprovecharse el sistema preexistente de distribución mediante camiones.

Respecto a la generación con gas natural, la generación distribuida y particularmente la cogeneración no implican sobrecostos significativos respecto a la generación en gran escala, en la medida de que es altamente probable que tenga lugar en predios industriales a los que ya accede la red de gas natural.

## **2.10. Impacto de las inversiones realizadas por promotores independientes**

Esta es una de las ventajas significativas de la generación distribuida en Uruguay, ya que permite, por su escala, que un gran número de pequeñas y medianas empresas nacionales participen en el negocio de generación y en el mercado competitivo previsto en el marco regulatorio. La generación en escala convencional por el contrario estaría limitada a empresas extranjeras multinacionales o UTE, que es hoy el principal generador del sistema.

## Capítulo 3

# Oportunidades y amenazas de la GD

### 3.1. Necesidad de aumentar la oferta de potencia y energía

Esta es una oportunidad muy significativa para la generación distribuida en el Uruguay.

El retraso muy pronunciado en las inversiones de generación en el país conduce al sistema eléctrico uruguayo a un déficit en su capacidad de generación firme, es decir la que puede obtenerse aún en condiciones hidráulicas desfavorables. El último aporte de potencia firme al sistema de generación fue la central térmica de respaldo de La Tablada, incorporada en 1992, en tanto que desde esa fecha la demanda ha aumentado en el orden del 50%. El aumento en la toma de energía de Salto Grande por Uruguay, en 1992 y 1995, no aportaron cantidades significativas de energía firme, ya que en situaciones de sequía, esa central puede reducir casi a cero su generación.

Teniendo en cuenta que en el año 2004 Uruguay importaba 338 MW de potencia firme desde Argentina, y que con motivo de la crisis energética de ese país esta potencia se redujo a 150 MW, es razonable pensar que existe urgencia en incorporar de inmediato del orden de 200 MW, que es la potencia que actualmente se encuentra licitando UTE.

Por otra parte, la real disponibilidad en toda circunstancia de los 150 MW de contratos de importación está condicionada por:

- La vigencia de los contratos de 150 MW, que finalizan en abril de 2007, sin que pueda asegurarse su renovación, dada la situación compleja del sistema eléctrico argentino.

- La posibilidad de restricciones en el suministro argentino durante la vigencia de los contratos.

Dadas las dificultades en el abastecimiento de gas a Uruguay, como resultado

de la crisis del sector gasífero de Argentina, y la necesidad de aumentar la oferta de potencia firme por el crecimiento de la demanda, (que como se indicó antes, podría estimarse en el orden de 40-50 MW por año), es esperable que la contribución de la generación distribuida al abastecimiento siga siendo muy valiosa en los próximos años.

### **3.2. Preocupación por la eficiencia de los sistemas, reducción de pérdidas**

La generación distribuida se conectaría en media tensión en las redes urbanas (6 kV, 22 kV y 30 kV) y rurales (15 kV, 30 kV y 60 kV).

En los casos de la autogeneración y cogeneración industriales, la cogeneración reduciría las pérdidas en la red respecto a una cantidad equivalente de generación convencional.

Estas pérdidas pueden estimarse en aproximadamente 4 % para Montevideo 8 % para el Interior, hasta media tensión. Esto significa que la generación distribuida situada cerca de la demanda tiene, a igualdad de costo de generación en bornes de generador, una ventaja de costo para el sistema igual a los porcentajes anteriores.

### **3.3. Existencia de regulaciones particulares para la GD**

En la concepción tradicional de un SEP las redes de distribución están pensadas únicamente para conectar demanda y no tienen en cuenta la posibilidad de conexión de generación a ellas. Es por ello que tradicionalmente las regulaciones no contemplan la GD. En estos casos la no existencia de regulaciones particulares actúa como una amenaza a su desarrollo. Por el contrario, la existencia de tales regulaciones se traduce en oportunidades.

Cada vez más en el mundo los gobiernos y reguladores reconocen la importancia de la introducción de GD en las redes como alternativa a la generación tradicional convencional y en algunas ocasiones como alternativa al desarrollo de las redes. Sin embargo, el problema que aparece es como compatibilizar la introducción de generación en una red que ha sido desarrollada únicamente para albergar la demanda. Muchas veces los distribuidores prefieren no hablar siquiera de GD ya que ello implica un cambio de mentalidad y la necesidad de reconsiderar las prácticas de planificación, diseño, instalación y operación de las redes. Muchas veces se prefiere seguir con lo conocido que aceptar el desafío de nuevas tecnologías. Sin embargo, cuando los beneficios potenciales percibidos son suficientemente altos e incluso sustentados por las políticas de promoción, los distribuidores deben enfrentar y resolver el problema de la conexión de la GD. La solución a este problema debe necesariamente traducirse en un reglamento técnico para la conexión de GD que fije los lineamientos que deben tenerse en cuenta



para la conexión y operación de GD en la red. Cuando este reglamento existe y es puesto en práctica, las reglas de juego quedan claras tanto para proyectos directamente impulsados por el distribuidor como y fundamentalmente, para promotores independientes de GD que desean conectarse a la red. Este tipo de reglamentos ya existen en varios países (IEEE P1547/D11 2004) e incluso en Uruguay la URSEA ha elaborado un borrador de Reglamento Técnico para la Conexión de GD en la Red de Media Tensión aunque aún no ha sido emitido oficialmente.

El segundo aspecto no menos importante es el que refiere a las regulaciones particulares para la GD desde el punto de vista tarifario o de señales de precios. De la misma forma que desde el punto de vista técnico son necesarias regulaciones específicas para la conexión de GD, también desde el punto de vista tarifario o de las señales de precios que se dan a los usuarios de la red de distribución, son necesarias consideraciones particulares. Estas consideraciones tienen que ver con los impactos que la GD produce en las redes. Las tarifas o señales de precios deberían reflejar los costos y beneficios reales que la GD produce en las redes de distribución.

Tradicionalmente las tarifas o precios en las redes de distribución se han establecido teniendo en cuenta únicamente a la demanda. Sin embargo, en la medida que la red de distribución también puede albergar generación, se deben tener en cuenta otras consideraciones. Se ha visto por ejemplo que la GD tiene el potencial de reducir pérdidas, postergar inversiones en las redes y proveer servicios auxiliares de regulación de tensión. Las tarifas o precios deberían entonces ser capaces de reconocer estos beneficios potenciales de tal forma de que cuando ocurren la GD es premiada en proporción a su contribución. En algunos países como Uruguay, el beneficio es reconocido como concepto general y se aplican regulaciones amplias como por ejemplo el concepto de no pago de los cargos por uso de las redes de distribución por parte de la GD (?). Sin embargo, en este caso, dado que la demanda debe pagar todos los cargos, la GD queda compitiendo prácticamente en las mismas condiciones que la generación tradicional convencional (que si bien paga peajes de transmisión, no paga cargos de distribución). En definitiva, si bien la GD no paga por el uso de las redes, tampoco se le reconoce (a través de un cargo) la creación de capacidad adicional en las mismas o la reducción de las pérdidas, si éstas ocurren. En el último capítulo de este proyecto se pretende contribuir a esta idea mediante una propuesta para el diseño de tarifas que reflejen los costos y beneficios reales de la GD.

### **3.4. Protocolo de Kyoto (aplicable principalmente a renovables)**

El 9 de mayo de 1992 (Río de Janeiro, Brasil), los gobiernos del mundo adoptaron la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Este constituyó el primer paso para enfrentar uno de los problemas ambientales más importantes y urgentes de la Humanidad: el incremento

de las concentraciones atmosféricas de los gases de efecto invernadero originado en acciones humanas. Posteriormente, el 11 de diciembre de 1997, en Kyoto (Japón), los gobiernos dieron un nuevo paso para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero. Allí se adoptó un Protocolo por el cual se establecen: metas concretas de limitación de emisiones para las Partes incluidas en el Anexo I de la CMNUCC (Partes Anexo I), los gases sobre los cuales se aplicarán dichas reducciones (Cuadro 3.1), sistemas de registros para demostrar el cumplimiento de ello y mecanismos que ayudan a esos países a lograr dichas metas. Las partes del Anexo I, deberían lograr abatir un 5.2% del total de sus emisiones del año 1990. Los porcentajes de reducción correspondientes a cada país del Anexo I, figuran en el anexo B del Protocolo de Kyoto (ver cuadro 3.2).

Gases de efecto invernadero (anexo A del Protocolo de Kyoto)
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )
Metano (CH <sub>4</sub> )
Óxido nitroso (N <sub>2</sub> O)
Hidrofluorocarbonos (HFC)
Perfluorocarbonos (PFC)
Hexafluoruro de azufre (SF <sub>6</sub> )

Cuadro 3.1: Gases de efecto invernadero

Durante las negociaciones del Protocolo de Kyoto, Brasil propuso la creación del Fondo para el Desarrollo Limpio como un nuevo elemento del mecanismo financiero de la CMNUCC. La propuesta incluía una nueva forma de definir los compromisos de mitigación y un mecanismo punitivo para el caso de incumplimiento, materializado mediante contribuciones a dicho Fondo. Esa propuesta fue respaldada por los países del Grupo de los 77 y China. Durante las negociaciones que culminaron con la adopción del texto del Protocolo de Kyoto, la iniciativa brasileña se transformó en lo que quedó establecido por su artículo 12, un mecanismo para el desarrollo limpio (MDL). Dentro de las actividades conjuntas previstas y reguladas por el Protocolo de Kyoto, el MDL es el único instrumento que contempla la participación de las Partes (países) no incluidas en el Anexo I de la Convención (Partes Anexo I, en general países en desarrollo) que si bien no tienen compromisos específicos de reducción, podrán ser huéspedes de proyectos de inversión de las Partes Anexo I y beneficiarse del referido mecanismo. El MDL ayuda por un lado a las Partes no Anexo I a lograr un desarrollo sostenible y a contribuir al objetivo último de la Convención, y por otro, ayuda a las Partes Anexo I en la demostración del cumplimiento de sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de emisiones (mitigación) mediante la presentación de los certificados de reducción de emisiones (CER) resultantes de dichas actividades.

El MDL está pensado para proyectos relativos al empleo de energías renovables (hidráulica, eólica, solar, biomasa, etc.), sustitución de combustibles en la generación de energía, mejora de la eficiencia energética (generación, transmisión y distribución), mejora de la eficiencia en la demanda de energía (uso

de equipos, elementos y sistemas más eficientes), sustitución de combustibles y mejora de la eficiencia en procesos industriales, mejora de la eficiencia energética y sustitución de combustibles en edificios, reducción de emisiones en el sector transporte, recuperación de metano y forestales.

Teniendo en cuenta lo anterior, el MDL representa una oportunidad para el desarrollo de proyectos de GD en el Uruguay, particularmente aquellos que utilizan fuentes renovables de energía. Por otra parte, como se ha visto en este trabajo, la GD, adecuadamente localizada, puede disminuir pérdidas de energía en las redes y postergar inversiones en las mismas, aumentando entonces también la eficiencia en la transmisión y en la distribución de energía eléctrica. En consecuencia, la GD es candidata clara a la presentación de proyectos al Mecanismo establecido por el Protocolo de Kyoto. En particular, el MDL puede dar lugar a que los proyectos de energía eólica reciban ingresos procedentes de créditos de reducción de emisiones, que pueden comercializarse.

El precio de esos créditos es aún reducido, sobre todo en comparación con los montos de subsidio que reciben la energía eólica en los países del Anexo I del Protocolo de Kyoto, es decir los que se han comprometido a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y son compradores de créditos.

En la actualidad, un valor razonable para los créditos es de 5 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>.

El impacto de la sustitución de 1 MWh de energía del sistema interconectado por 1 MWh de energía eólica es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en aproximadamente 0.5 toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh.

Por consiguiente, a los precios actuales 1 MWh de energía eólica puede estar recibiendo un premio del orden de 2 a 3 USD/MWh.

Esta es una magnitud poco significativa al día de hoy, comparando con costos medios totales del orden de 50-70 USD/MWh para la energía eólica, pero es razonable esperar que los precios de esos créditos se incrementen en el futuro.

Otro punto que limita la aplicación del MDL son los significativos costos de intermediación y transacción para la venta de los créditos. En la medida que estas transacciones se generalicen, podría tener lugar una reducción de dichos costos de transacción.

Partes incluidas en el Anexo I de la CMNUCC y porcentajes de limitación o reducción de emisiones

### **3.5. Uso de energéticos autóctonos/mejor adaptación de la GD a energéticos locales**

Esta es una oportunidad importante para la generación distribuida, ya que las restricciones al abastecimiento de gas y energía eléctrica desde Argentina y el aumento del precio del petróleo, han generado en el país una corriente de opinión favorable al aprovechamiento de fuentes primarias nacionales.

Los energéticos nacionales que pueden emplearse en la generación, dados los potenciales y las tecnologías disponibles son las biomásas, los residuos domicil-

País	% de reducción	País	% de reducción
Alemania	92	Islandia	110
Australia	108	Irlanda	92
Austria	92	Japón	94
Bélgica	92	Letonia	92
Bulgaria	92	Liechtheinstein	92
Canadá	94	Lituania	92
Comunidad Europea	92	Luxemburgo	92
Croacia	95	Mónaco	92
Dinamarca	92	Noruega	101
Eslovaquia	92	Nueva Zelanda	100
Eslovenia	92	Países bajos	92
España	92	Polonia	94
EEUU	93	Portugal	92
Estonia	92	Reino Unido	92
Federación Rusa	100	República Checa	92
Finlandia	92	Rumania	92
Francia	92	Suecia	92
Grecia	92	Suiza	92
Hungría	94	Ucrania	100
Irlanda	92		

Cuadro 3.2: Porcentajes de reducción de emisiones de cada país del Anexo I

arios y la energía eólica.

Como se indicó antes, la generación distribuida es particularmente apropiada para el aprovechamiento de las biomásas.

En cuanto a la energía eólica, si bien la misma puede realizarse en emprendimientos de gran porte, con cierto aprovechamiento de economías de escala, también es adecuada para la generación distribuida asociada a establecimientos industriales o comerciales, en la medida en que se encuentren en sitios interesantes desde el punto de vista del recurso eólico y se encuentren en la proximidad de la red de media tensión.

### 3.6. Utilización de inversiones ya hechas para respaldo

En nuestro país existe una cantidad no determinada de manera exacta de pequeños grupos de generación de respaldo en industrias y grandes locales comerciales.

Según las encuestas realizadas por URSEA para la determinación del costo social de las fallas en el suministro eléctricos, habría un porcentaje del orden del 18% de las empresas industriales que cuentan con algún equipo generador de respaldo.

A partir de los mismos datos se observa que para los mayores consumidores industriales, con consumo mensual mayor a 216 MWh:

- la energía demandada mensual total es de 67.75 GWh
- la potencia media anual sería de 95 MW
- la potencia instalada en equipos de generación de respaldo de ese tipo de consumidores puede estimarse en 14.1 MW

Es decir que aproximadamente el 15 % de la demanda máxima de la potencia instalada de los grandes industriales estaría cubierta por este tipo de equipos.

No obstante, la mayor parte de los mismos no son adecuados para la generación de base, sino que están diseñados sólo para funcionamiento durante cortes breves en el suministro de la red.

Por otro lado, estos equipos emplean gasoil como combustible, por que lo que su empleo para suministrar energía firme a la red es poco probable. En tanto no se produzca una amplia difusión del gas natural como combustible industrial no sería factible este tipo de emprendimiento. La situación de crisis del abastecimiento de gas en Argentina hace que este evento no sea probable en el futuro inmediato.

### **3.7. Carestía de energía eléctrica respecto del gas**

Históricamente el pico de demanda de energía eléctrica, tanto en Uruguay como en la Argentina se produce en los primeros días del invierno. Esta situación motiva que en estas fechas la capacidad de los sistemas se vea desbordada y sea crítico el abastecimiento de la demanda, sobretudo en períodos de baja hidraulicidad. A esto se suma el hecho de que es también en el invierno donde se produce en Argentina el pico de consumo de gas de uso residencial, el cual tiene prioridad frente a su uso para la generación eléctrica. Estas situaciones críticas pueden atenuarse mediante el aumento de la capacidad de interconexión con Brasil, pero también con el aumento de la capacidad de GD utilizando fuentes autóctonas alternativas de energía (biomasa, eólica, minihidráulica).

### **3.8. Desarrollo de tecnología local**

La posibilidad de incorporar tecnología local representa una oportunidad que brinda la generación distribuida en el país, respecto de la generación convencional.

La incorporación de tecnología nacional es más factible en la generación distribuida como resultado de dos fenómenos: la menor escala y el tipo de tecnologías empleadas.

El menor tamaño de los proyectos y de sus componentes permite con mayor facilidad la integración de componentes por empresas locales, que operan en pequeña escala.

Por otro lado, en proyectos de generación distribuida en cogeneración y en generación a partir de biomasas, es posible incorporar un componente de valor agregado nacional significativo en equipos como las calderas, los intercambiadores y otros elementos de los circuitos de vapor, entre otros, dado que existen algunas empresas locales con capacidad tecnológica para producirlos. En la generación eólica en pequeña escala, sería posible, mediante incentivos programados por el estado, intentar el desarrollo de algunos componentes locales, por ejemplo las torres o los dispositivos de control asociados.

Esto no ocurre con facilidad en la generación en escala convencional, en particular en las centrales de generación térmica, que requieren tecnología y procesos de fabricación altamente especializados, con fuertes economías de escala en su producción, protegidos por patentes y licencias y con barreras a la entrada infranqueables para empresas locales.

### **3.9. Mejora en la productividad de RRHH en las empresas**

Dada la simplicidad y automatización de los nuevos equipos generadores, seguramente no será necesario para aquellas empresas que decidan generar contratar un equipo de especialistas en aspectos de instalaciones eléctricas y funcionamiento de máquinas, sino que alcanzará con capacitar operarios cuyas capacidades no hayan sido potenciadas en la medida de sus reales posibilidades dentro de la organización.

### **3.10. Políticas de promoción de la GD**

Desde hace varios años los gobiernos de varios países han adoptado políticas de promoción para diversos tipos de generación, normalmente asociados a energía renovable. De hecho parte del desarrollo de la GD a nivel mundial se ha visto favorecida por este tipo de políticas. Los emprendimientos renovables pequeños son adecuados a la energía de biomasa, solar y hasta eólica (si bien en este último caso también se ha visto el desarrollo de grandes parques eólicos conectados a la red de transmisión). Es por ello que los programas de promoción para determinados tipos de fuentes de energía terminan resultando una oportunidad para el desarrollo de la GD. En la Unión Europea se han fijado porcentajes objetivo para generación renovable respecto a la generación total, lo que ha producido, por ejemplo, la proliferación de los molinos de viento (un caso destacable es España). En otros países como Brasil existen programas para el desarrollo de energías alternativas (PROINFA). Argentina ha pagado un monto adicional al precio de venta de la energía eólica y políticas similares han ocurrido en varios países del mundo. Aparte de las políticas para el desarrollo de energías alternativas, que pueden presentar una oportunidad para el desarrollo de la GD, en algunos casos se ven políticas específicas para la GD independientes de las fuentes de energía utilizadas. Por ejemplo, en Brasil se establece un determinado

porcentaje de la demanda total (10%) que puede ser cubierto con GD y cuyo precio puede ser trasladado a la tarifa.

En Uruguay, la reglamentación de la Ley N°16.832 de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico ha establecido normas particulares para la GD, estableciendo también mecanismos de comercialización especiales para tipos de energía que sean objetivo de políticas de promoción (Artículos 297 y 298 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica). Por otra parte, el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica fija un porcentaje de la demanda total (2%) que puede ser cubierto con GD y cuyo precio puede ser trasladado a la tarifa. Este mecanismo no alcanza por sí solo para el desarrollo de proyectos de GD ya que el precio consiste en un promedio de las compras del Distribuidor (que normalmente corresponden a generación central convencional). A principio de setiembre de 2005 se ha dictado un nuevo decreto para promover la instalación de generación pequeño porte (hasta 2 MW, hasta 5 MW si además son consumidores), lo que seguramente va a influir en el desarrollo de la GD.

### **3.11. Existencia del mercado mayorista**

La existencia de un ámbito en que productores y consumidores de energía eléctrica puedan efectuar transacciones libremente puede resultar tanto en oportunidades como en amenazas para la GD. Un diseño típico de mercado mayorista es con un mercado de oportunidad o spot, donde se pueden vender y comprar excedentes y faltantes de corto plazo, y un mercado de contratos a término en el que se realizan compromisos de largo plazo. En ese contexto, existe algún mecanismo de determinación de un precio instantáneo o spot que muestra el valor de la energía eléctrica en cada momento, y que sirve de referencia para los precios de los contratos. Si no existe un mercado mayorista donde vender, la existencia de GD independientes, que inyecten toda o parte de su producción en la red eléctrica, dependerá de las condiciones de compra fijadas por la empresa integrada. Estas condiciones pueden incluir un precio regulado, no necesariamente vinculado real de la energía eléctrica. Comparada con esa situación, la existencia de un mercado mayorista puede representar una oportunidad para la GD, ya que una situación de escasez el precio a pagar por el mercado puede ser mayor que el precio regulado. El caso extremo sería aquel en que se decide un racionamiento y hay consumidores que están dispuestos a pagar precios muy altos por la energía para evitar ser racionados. Por otra parte, la existencia del mercado también puede constituir una amenaza para la GD, ya que momentos de abundancia y precios bajos en el mercado, los eventuales sobrecostos pagados en el precio regulado quedarían evidentes como un subsidio a la GD.

### **3.12. Estructura tarifaria de los consumidores no pensada para la GD**

La energización de la potencia es un problema que históricamente han sufrido las empresas eléctricas. Es muy difícil en los sistemas de costeo de empresas verticalmente integradas poder conocer a ciencia cierta cuánto del costo del servicio corresponde a pago por potencia (costos fijos) y cuanto corresponde a energía (variable). Con el régimen tarifario vigente la potencia está energizada. Un consumidor que posea una potencia instalada importante, y utilice a la red como respaldo, al bajar el consumo de ésta por autogenerar, reducirá el pago de costo fijo, el cual está subsidiado en el variable.

### **3.13. Fortalecimiento de la interconexión con Brasil**

Hasta el momento la conexión con Brasil admite un intercambio de potencia menor o igual a 70 MW. La posibilidad de instalación de otra convertidora AC/AC en la frontera permitiría ampliar el ingreso de energía desde el vecino país. A su vez se ampliaría la disponibilidad de potencia. En caso de apostar el país a fortalecer dicha interconexión, por las diferencias de escala, el precio spot seguramente bajará debido al anclaje que sufriría con el de la zona sur de Brasil. Como este es históricamente inferior al de Uruguay en momentos de baja hidraulicidad, la energía y potencia se comprarían directamente a Brasil, privando a generadores locales de ingresar en el mercado.

### **3.14. Expansión del parque generador convencional en el Uruguay**

La GD compite directamente con la generación convencional por la expansión del parque generador nacional. En una economía de recursos limitados, parece poco probable que coexistan una expansión amplia del parque generador convencional con el distribuido, teniendo en cuenta que promedialmente se duplicarían los costos de inversión en el corto plazo. La anunciada instalación de centrales de ciclo abierto y ciclo combinado han resultado un freno a los posibles intentos de instalación de pequeños generadores, dado que existirá un excedente en la oferta de potencia (no necesariamente de energía).

### **3.15. Existencia de períodos largos de precios bajos**

Los hechos acontecidos en el curso de 2005 mostraron como ante una inminente crisis energética producto de un extenso período de baja hidraulicidad, se manejó la posibilidad de hacer ingresar todo tipo de generadores que pudiera colaborar para paliar la adversa situación, mas al momento de pasar el sofoco



producto de precipitaciones en los meses de abril y mayo todos aquellos mecanismos quedaron desactivados al menos transitoriamente. Siguiendo los preceptos básicos de la economía, la carestía de un bien genera suba del precio y por ende entran al mercado otros productores que anteriormente no ingresaban por sus altos costos marginales. Por las propias características de la GD que fueran mencionadas en reiteradas ocasiones a lo largo de este documento, el costo marginal de generación en muchos casos es mayor que el de centrales mayores, motivo por el cual si se producen largos períodos de precios bajos, la GD no será competitiva y la única forma de ingreso se dará a través de políticas especiales que apunten a subsidios.

### **3.16. Carestía del gas respecto a energía eléctrica**

Las reformas estructurales llevadas adelante en la Argentina en la década pasada en el sector de la energía eléctrica, dieron ingreso al gas como principal fuente de respaldo térmico. En el caso del Uruguay, si bien no logró concretarse el desembarco definitivo del gas como componente protagónico de la matriz energética, a lo largo de 2005 las nuevas autoridades competentes en la materia han puesto de manifiesto la intención de proseguir en ese camino. Buena parte del actual respaldo con el que cuenta Uruguay deriva de contratos con Argentina o Brasil (teniendo buena parte de la energía en el caso de Brasil transportarse por el sistema argentino). Por lo tanto, ya sea con la instalación de centrales a gas o por la compra de energía a Argentina (en la cual el gas es un energético base de la matriz), la disponibilidad de energía eléctrica y potencia en el Uruguay está fuertemente asociada a la disponibilidad de gas. Debido a modificaciones en las condiciones operativas que fueron impuestas a las empresas privadas dedicadas a la prospección, extracción, transporte y comercialización de gas en Argentina, con fijación de precios tope de venta, las inversiones se han visto postergadas y el sistema corre riesgo de colapsar en los próximos años, pudiendo Uruguay ser rehén de dicha situación. La situación anteriormente descrita, se realimenta con el deterioro en las relaciones con el país ubicado al margen occidental del Uruguay, producto de la instalación de las plantas de celulosa de las empresas finlandesa Botnia y española Ence. La tensión y potencial conflicto latentes obligan a repensar las acciones a seguir en la materia, debiendo replantearse si es sostenible en el largo plazo, un vínculo de dependencia con un país por más que su gobierno tenga afinidad ideológica con el uruguayo, ha dado muestras de estar dispuesto a ocasionar daños económicos de enorme cuantía en caso de existir conflictos de intereses. A ello se debe sumar que incluso algunos sectores del espectro político local han planteado la viabilidad de la pertenencia de Uruguay dentro del bloque regional.

### **3.17. Excedente de respaldo de energía eléctrica de países vecinos**

El excedente de respaldo implica una baja en el precio spot de la energía. Las diferencias en los costos marginales de generación determinarían que las máquinas pequeñas no pudieran ingresar al mercado por falta de competitividad.

### **3.18. Falta de antecedentes locales**

El Uruguay se caracteriza por ser un país conservador y cortoplacista. Salvo contadas excepciones (principalmente a nivel de telecomunicaciones), el comportamiento tanto de los sectores privado como público ha sido proclive a perpetuar todo tipo de estructura vigente. Durante el siglo pasado, prácticamente la totalidad de la energía generada en territorio uruguayo se hizo a través de UTE. En el caso de instalarse GD, probablemente ésta vendría de la mano de operadores privados (no quiere decir que UTE no haga el intento), quienes buscarían asegurar el retorno de la inversión en tiempos muy breves. Esta ansiedad de los emprendimientos es una barrera a la entrada psicológica para la GD. A su vez tampoco existe un conocimiento de la gestión de despacho de muchas centrales en simultáneo, lo que acarrea costos de aprendizaje para el sistema. Como antecedente fracasado de incentivo a la GD se puede mencionar el Decreto emitido durante 2005 que habilitaba a UTE a la compra de energía a generadores privados, estableciendo precios de la energía en función del período de la compra. En el momento en que se escribe este trabajo existe una nueva licitación de UTE para la compra de GD renovable basada en un Decreto de características diferentes (Decreto 77/2006), algo más flexible.

### **3.19. Tarifas bajas a grandes consumidores**

Las tarifas bajas a grandes consumidores producen que aquellos candidatos a generar para autoconsumo pierdan interés en realizar una inversión. Al momento elegir entre autogenerar, con los riesgos que ello implica y que seguramente será necesario mantener un respaldo con el sistema, el margen de ahorro por MWh será tan reducido que el valor presente entre decidir generar o comprar la energía volcará a los grandes consumidores a permanecer bajo el régimen actual.

### **3.20. Riesgo por baja confiabilidad de la red en el punto de conexión**

En muchos casos, sobretodo en aquellos en que se utilizan fuentes alternativas de energía (por ejemplo eólica) la ubicación de la GD está condicionada por la disponibilidad de la fuente.

Por otra parte, no necesariamente la red de distribución eléctrica en el lugar de emplazamiento está diseñada para la conexión adecuada de generación. Muchas veces se trata de redes rurales con baja confiabilidad. En estos casos, el refuerzo de la red para la conexión de la GD puede ser demasiado alto y hacer el proyecto de generación inviable.

## Capítulo 4

# Análisis de la matriz FODA para la GD

### 4.1. Metodología FODA

La metodología FODA clásica o convencional es una herramienta muy difundida para la evaluación de proyectos, dado que permite, con poca información, hacer un primer diagnóstico de las posibilidades de un emprendimiento en función de las características intrínsecas del mismo y la realidad del entorno en el cual se va a desarrollar.

En su versión clásica, esta metodología hace un análisis cualitativo de la situación, mas no cuantitativo.

#### 4.1.1. Metodología clásica

La forma clásica consiste en enumerar las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas que encuadran al proyecto. En el caso de Fortalezas y Debilidades, las mismas son intrínsecas al proyecto, invariantes sea donde sea el lugar en el cual éste se desarrolle. En tanto las Oportunidades y Amenazas son generadas por el medio.

Una vez enumerados todos los ítem, se procede a agruparlos en parejas. Las parejas serán cruzadas y tendrán un elemento del entorno (Oportunidad o Amenaza) y uno propio (Fortaleza o Debilidad). Cada una de las Amenazas formará pareja con una Fortaleza y con una Debilidad, del mismo modo ocurrirá con las Oportunidades.

Un ejemplo ilustrará lo expresado:

Supongamos que se mencionan 9 Fortalezas, 4 Debilidades, 1 Oportunidad y 2 Amenazas. En ese caso, cada una de las 4 Debilidades se emparejará con las 2 amenazas, y con las 1 Oportunidad. Lo mismo se hará con las 9 Fortalezas, resultando el Cuadro 4.1.

En el caso que la mayoría de las parejas fueran FO el proyecto presenta

FO	9
FA	18
DO	4
DA	8

Cuadro 4.1: Evaluación FODA

buenas perspectivas, mientras que si las DA son las más, nubarrones se ciernen sobre el horizonte de éste. Queda indefinida la situación para los casos en los cuales FA o DO son los que tienen la mayoría de las parejas.

En el ejemplo, de acuerdo al resultado de la metodología clásica, el proyecto es bueno por sí mismo pero el entorno no es el más apropiado.

## 4.2. Mapa FODA

Tal como fuera mencionado anteriormente, la metodología clásica no fue diseñada para abordar el estudio desde una óptica cuantitativa. Con el propósito de profundizar en el análisis de modo de poder conocer con mayor precisión las perspectivas de un proyecto, se hace necesario complejizarla incluyendo una nueva dimensión que introduce una plataforma matemática a la misma. Esta nueva dimensión al contar con una plataforma matemática soporta análisis cualitativos y evaluaciones gráficas en el espacio cartesiano bidimensional, permitiendo a su vez desarrollar estudios de sensibilidad entorno a la ubicación en el plano o baricentro obtenido al aplicarla.

### 4.2.1. Construcción del Mapa FODA

El primer paso de la metodología consiste en la formulación de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas a través de una Tormenta de Ideas.

Luego de formuladas las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas, el paso siguiente consiste en que queda participante ubique en el plano cartesiano las parejas FO, FA, DO y DA, asignado a cada una coordenadas y peso específico.

### 4.2.2. Ubicación de las parejas FO, FA, DO y DA en el Mapa FODA

A cada Fortaleza, Oportunidad, Debilidad y Amenaza se le asignará un valor numérico entre 1 y 10. En el caso de las Fortalezas y Debilidades, esos valores numéricos serán asignados como beneficio y costo respectivamente. En el caso de las Oportunidades y Amenazas, aparte del beneficio y costo respectivo, también se asumirá una probabilidad.

Un ejemplo permitirá clarificar las ideas: una de las Fortalezas mencionadas fue Reducción de pérdidas, por ejemplo se asigna a esta Fortaleza un valor de 8 puntos. A su vez, entre las Oportunidades se menciona la Preocupación

por la eficiencia de los sistemas, a ésta le asignaremos un valor 6. A su vez, la Preocupación por la eficiencia de sistemas tendrá una probabilidad, supongamos 0.66. Entonces las coordenadas en el eje cartesiano de ese punto serán (8,4).

En el caso de las Debilidades y Amenazas se multiplicará por -1 los valores asignados.

Luego de realizado este ejercicio, cada pareja tendrá un punto asignado en el Mapa FODA.

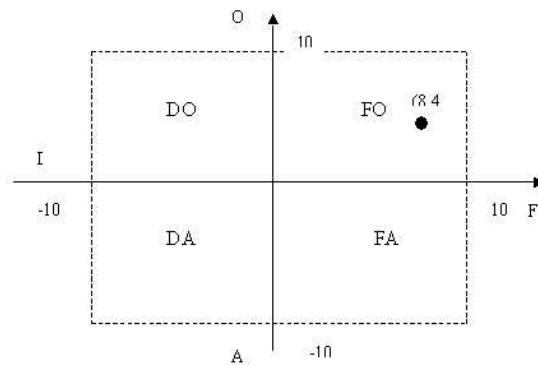


Figura 4.1: Mapa FODA

### 4.2.3. Asignación de masa a cada pareja

Una vez ubicadas todas las parejas, la tercer etapa es asignar una “masa ” a cada una de las parejas. La masa de cada pareja FO, FA, DO y DA será función de la vinculación entre cada uno de los miembros de la pareja. El valor de la masa se obtendrá de acuerdo al siguiente criterio:

- Totalmente vinculadas (1)
- Muy vinculadas (0,75)
- Medianamente vinculadas (0,5)
- Poco vinculadas (0,25)
- Sin vinculación (0)

La asignación de vinculación se hace en función del cuadrante en el cual se está trabajando.

Las premisas son las siguientes:

- Cuadrante FO: alta vinculación implica que la FORTALEZA es apalancada por la OPORTUNIDAD.
- Cuadrante FA: alta vinculación implica que la FORTALEZA es amortiguada por la AMENAZA.
- Cuadrante DO: alta vinculación implica que la DEBILIDAD es amortiguada por la OPORTUNIDAD.
- Cuadrante DA: alta vinculación implica que la DEBILIDAD es potenciada por la AMENAZA.

#### 4.2.4. Ubicación del proyecto en el Mapa FODA

Concluida la etapa anterior, la última fase consiste en el cálculo del baricentro de los puntos ubicados en el Mapa FODA.

La ubicación del baricentro determinará la situación del proyecto, así como también permitirá conocer qué medidas hay que tomar para generar condiciones que la promuevan.

#### 4.2.5. Resultados

El Mapa FODA para la GD se realizó por 11 profesionales del área de la ingeniería, provenientes de tres organizaciones Facultad de Ingeniería UDELAR, URSEA y UTE. Entre dichos profesionales hay docentes grados 1 a 4 de la Facultad de Ingeniería, doctores, estudiantes de doctorado, magisters, estudiantes de maestría y profesionales con una vasta trayectoria en el área de la ingeniería y la energía.

En la Tormenta de Ideas, la cual se desarrolló en tres sesiones, luego de efectuar una depuración, se decidió incluir:

Fortalezas	10
Debilidades	12
Oportunidades	7
Amenazas	12

Cuadro 4.2: Resultado de la tormenta de ideas para la GD

Cada participante realizó el ejercicio, resultando el Mapa de la figura 4.2.

Del total de encuestados, el porcentaje de identificación con el baricentro obtenido usando la metodología fue superior al 90 %.

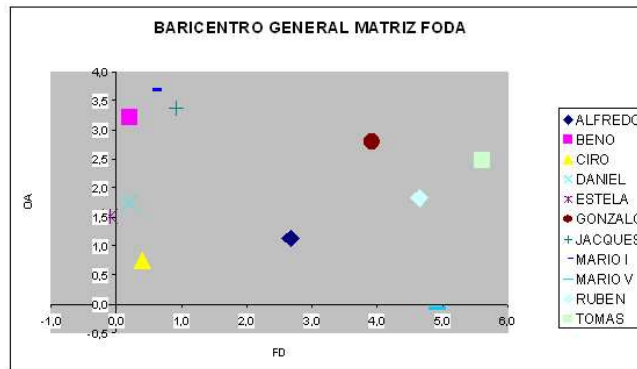


Figura 4.2: Mapa FODA para la GD

#### 4.2.6. Interpretación de los resultados

A la luz del Mapa Foda obtenido, se observan los siguientes resultados:

- Los baricentros se ubican en su gran mayoría en el primer cuadrante (9/11). Los baricentros se ubican en el cuadrante FO, resultado que indicaría que la GD estaría en condiciones de tener un desarrollo a corto plazo. Solamente dos profesionales ubicaron a la GD en otro cuadrante (DO y DA).

- Los baricentros se concentran en una región relativamente reducida del Mapa.

El Mapa Foda proyectado en el plano cartesiano está limitado por el cuadrado cuyos vértices son las coordenadas  $((10,10);(10,-10);(-10,10);(-10,-10))$  ilustrado en la figura 4.3.

En caso de restringirnos a la región que agrupa todas las opiniones, la misma es la que se muestra en la figura 4.4.

Todas las opiniones se agrupan en una región con un área menor a la sexta parte del área total.

En caso de hacerse una división gruesa, se identifican 3 grupos de opinión, el primero compuesto por 6 miembros para el cual las Oportunidades son moderadas, no existiendo prácticamente Fortalezas de la tecnología. Para este grupo las fortalezas y debilidades se contrapesan de modo tal que la ubicación del baricentro en el eje de las abscisas es prácticamente nula (abscisa menor a 1). Las oportunidades si bien no son enormes, presentan un sesgo relativamente propicio para desarrollar la GD.

El segundo grupo, compuesto por 4 integrantes, percibe oportunidades moderadas para el desarrollo de la tecnología (un rango entre 1 y 3 en el eje de las ordenadas) y las fortalezas son también moderadas (un rango entre 2,5 y 6 en el eje de las abscisas).



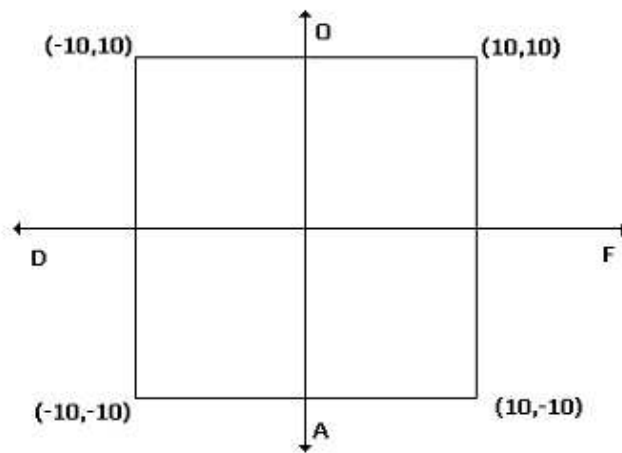


Figura 4.3: Delimitación del Mapa FODA

Por último, la tercera opinión cuenta con un adepto, para quien las Fortalezas son medias (5), pero el entorno es neutro (valor negativo cercano a 0 para las ordenadas).

La interpretación se optimiza si en lugar de dividir el Mapa en cuadrantes se divide en octantes. A partir de la identificación de los grupos de opinión se definió que la segmentación del Mapa en octantes permite hacer un análisis más ajustado que la primera división en cuadrantes propuesta.

Los baricentros se ubican en 4 de los 8 octantes, siendo los octantes los que se indican en la figura 4.5.

En el caso de segmentar el Mapa Foda en octantes, los grupos de opinión pueden ser concentrados en dos, aquellos que se encuentran en el 2do octante y aquellos que se encuentran en el 1ero.

El octante OFO (oportunidades mayores a las fortalezas, delimitado por la bisectriz del primer cuadrante y el eje de las ordenadas) agrupa 6 opiniones, mientras que el FOF (fortalezas mayores a las oportunidades) agrupa 5 opiniones.

Uno de los planteos realizados fue si la ubicación del baricentro en el octante OFO reflejaba un desarrollo cortoplacista y coyuntural, basado no en las fortalezas de la tecnología, sino en un entorno que la favorecía circunstancialmente. La conclusión a la que se llegó es que si bien el cuadrante OFO refleja el aprovechamiento de una situación ajena a la tecnología, esa coyuntura puede mantenerse sostenida en el tiempo por un lapso prolongado (en el entorno de una década) y por ende no implicaba directamente un horizonte breve para el desarrollo de la GD.

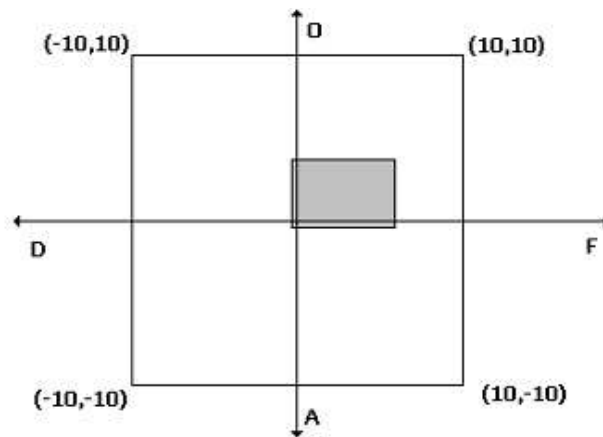


Figura 4.4: Área FODA obtenida

Por otra parte, la opinión en el octante 1 implica un desarrollo en el largo plazo, considerando que la tecnología por si cuenta con puntos favorables que en el mediano plazo determinarán que la misma termine formando parte de la oferta en el mercado de generación de energía.

Es importante señalar que el momento en el cual se realizó el ejercicio, incidió en el resultado obtenido. Quienes completaron antes la grilla tendieron a sobredimensionar las posibilidades de la GD, producto de la crisis energética que se preveía ocurriría en el Uruguay en el invierno, la cual fue disipada por las lluvias ocurridas en los meses de abril y mayo de 2005.

#### 4.2.7. Ejercicio grupal

Con el propósito de buscar una mayor convergencia en los baricentros generales el ejercicio se realizó en conjunto, buscando encontrar puntos de acuerdo en aquellos casos en los cuales se notaban mayor divergencia en las opiniones.

La actividad tuvo las siguientes etapas:

- Identificación de aquellas parejas en las cuales el rango de "masas" era 0.75 o 1.
- Discusión grupal y asignación de una masa a cada pareja.
- Cálculo de masa media en las parejas restantes.
- Promedio en asignación de intensidad en FORTALEZAS y DEBILIDADES.
- Promedio en la asignación del mix intensidad - probabilidad en OPORTUNIDADES y AMENAZAS.
- Recálculo del baricentro.

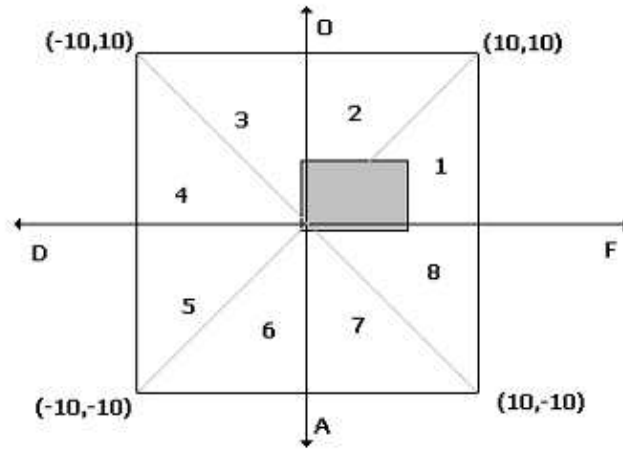


Figura 4.5: Mapa FODA: división por octantes

#### 4.2.8. Dispersión de las opiniones

Un hecho destacado fue la gran dispersión en las asignaciones de masa, no así en las de intensidad.

De un total de 408 parejas posibles, el histograma de rangos es el que se muestra en la figura 4.6.

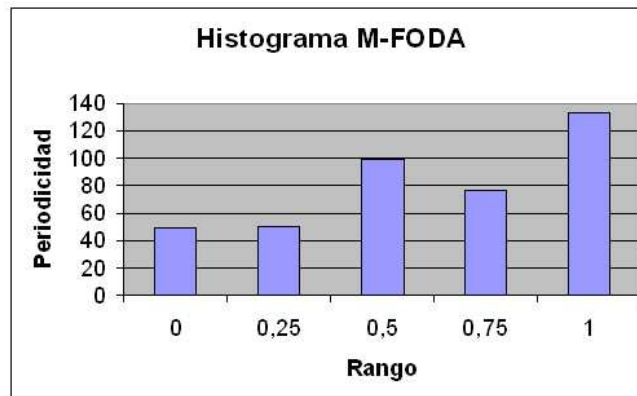


Figura 4.6: Histograma Matriz FODA

La moda es 1, es decir que en una importante proporción de parejas (133/408), al menos una persona asignó masa 1 y al menos una persona asignó masa 0, haciendo que el rango del conjunto sea 1.

Llama también la atención la escasa cantidad de parejas en las cuales existiera unanimidad en la asignación de masa, siendo prácticamente en su totalidad casos en los cuales todas las masas asignadas eran 0, dado que los miembros de la pareja no tenían ningún tipo de vinculación.

Como comentario relevante también se puede observar en el histograma que durante la realización del ejercicio existió una tendencia a polarizar las opiniones en tres de los cinco posibles valores (0, 0.5 y 1).

#### 4.2.9. Reubicación del centro de gravedad

El centro de gravedad nuevo se ilustra en el gráfico de la figura 4.7.

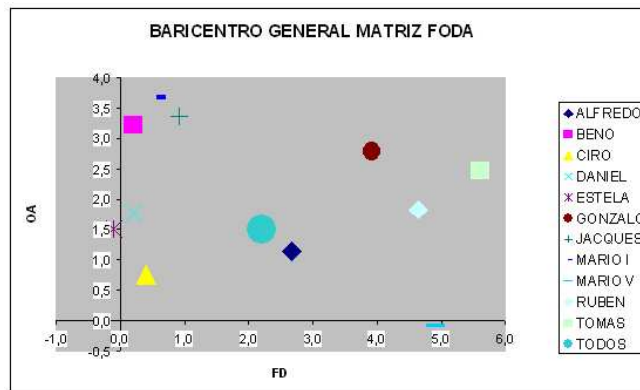


Figura 4.7: Nuevo centro de gravedad

El baricentro general se ubicó en una posición muy cercana al punto medio de las opiniones de todos los involucrados en el ejercicio (en el caso de aquellos puntos de menor discrepancia se promediaba la opinión, eso dirigía el baricentro hacia un punto medio, pero en los de mayor discrepancia se generaba una nueva opinión, la cual también terminó convergiendo con el punto medio de las opiniones a la luz de los resultados). En el punto 4.5 se presenta la Tabla con los valores de los baricentros de cada participante y el general.

#### 4.2.10. Conclusiones

La realización de la actividad en conjuntos permitió visualizar desde otra perspectiva el problema, aunar opiniones, interpretar de mejor forma el concepto atrás de cada ítem y repensar los posibles impactos que podían ocasionar uno sobre otro miembro en cada pareja. En muchas ocasiones incluso se encontraron parejas en las cuales una FORTALEZA con una gran intensidad y una OPORTUNIDAD con un alto mix intensidad - probabilidad no lograban crear una sinergia positiva, así como también se presentaron casos en los cuales

parejas DEBILIDAD - AMENAZA con un alto grado cada una llegaban incluso a contrarrestar efectos como fue el caso de la DEBILIDAD Decisión de inversiones descentralizadas sobre todo en caso de no existir señales adecuadas y la AMENAZA Estructura tarifaria no pensada para GD.

### 4.3. Otra forma de calcular el baricentro

Luego de calcular el baricentro por el método presentado se propuso otro algoritmo de cálculo para el punto de opinión.

La reformulación surge a raíz de una discusión de la valoración de los puntos de los cuadrantes FA y DO.

La crítica al método anterior radica en el hecho que al asignar una “masa” de 1 a un punto que identifique una FORTALEZA debilitada por una AMENAZA, en realidad se está corriendo el punto de opinión en el sentido de las abscisas positivas, es decir que se está indirectamente potenciando la FORTALEZA.

Por este motivo se propuso un nuevo algoritmo en el cual el concepto de masa es sustituido por el de grado de vinculación de la siguiente forma.

La abscisa del punto estará dada por:

#### **Caso 1**

En los cuadrantes FO y DA va a ser el mix de la intensidad de la FORTALEZA o DEBILIDAD y el grado de vinculación asignado.

$$x = \text{Intensidad} * \text{Grado de vinculación}$$

#### **Caso 2**

En los cuadrantes FA y DO va a ser:

$$x = \text{Intensidad} * (1 - \text{Grado de vinculación})$$

La ordenada estará dada por el mix de la intensidad y la probabilidad de la OPORTUNIDAD o la AMENAZA según corresponda.

Ubicados todos los puntos se calcula el baricentro, ahora sí por el método explicado anteriormente (ver figura 4.8).

El área resultante en el mapa FODA se indica en la figura 4.9.

### 4.4. Diferencias en los resultados

En síntesis la diferencia central entre ambos métodos se centra en que uno puede ser clasificado como explosivo y el otro implosivo.

El primer algoritmo de cálculo del baricentro, es “explosivo” porque mayores intensidades en FORTALEZAS, OPORTUNIDADES, DEBILIDADES y AMENAZAS, y una mayor vinculación o masa alejan los puntos del 0. A su vez el método hace desaparecer muchos puntos producto de una masa nula que determina que no pesen en el cálculo del baricentro.

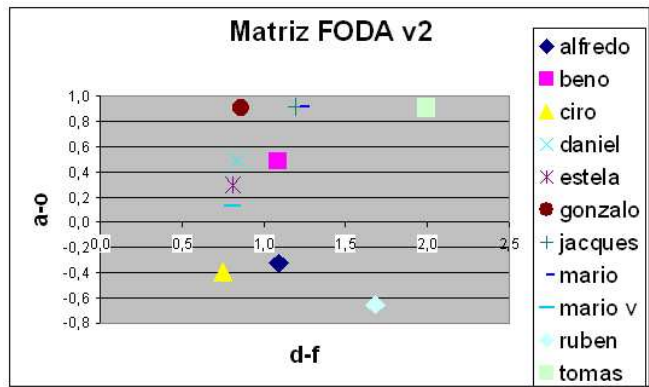


Figura 4.8: Reubicación del baricentro

En el otro método se puede definir como “implosivo ” dado que todos los puntos tienen igual incidencia en el cálculo del baricentro, pero su abscisa se ve reducida en su valor absoluto comprimiendo el rango.

También se comprimió el rango en el eje de las ordenadas, moviéndose de forma tenue hacia el lado de las negativas.

#### 4.5. Ubicación de los baricentros con el método explosivo y con el método implosivo

	X	Y
Alfredo	2.7	1.1
Beno	0.2	3.2
Ciro	0.4	0.8
Daniel	0.2	1.8
Estela	-0.1	1.5
Gonzalo	3.9	2.8
Jacques	0.9	3.4
Mario I	0.6	3.7
Mario V	4.9	-0.1
Ruben	4.6	1.8
Tomás	5.6	2.5

Cuadro 4.3: Resultados método explosivo

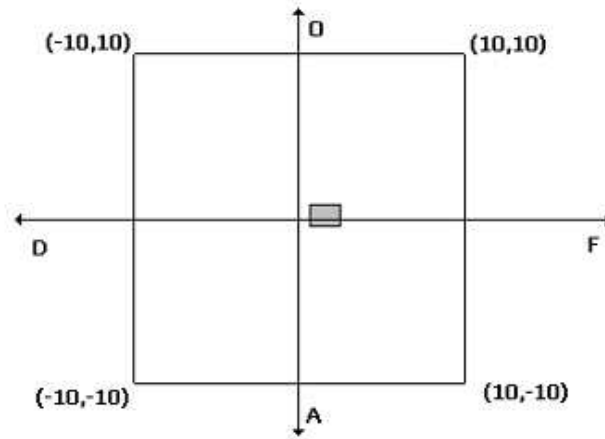


Figura 4.9: Área FODA obtenida con el nuevo método propuesto

	X	Y
Alfredo	1.1	-0.3
Beno	1.1	0.5
Ciro	0.7	-0.4
Daniel	0.8	0.5
Estela	0.8	0.3
Gonzalo	0.9	0.9
Jacques	1.2	0.9
Mario I	1.2	0.9
Mario V	0.8	0.1
Ruben	1.6	-0.7
Tomás	2.0	0.9

Cuadro 4.4: Resultados método impositivo

## Capítulo 5

# Estudios preliminares del potencial de penetración de la GD en Uruguay utilizando diversas fuentes de energía

### 5.1. Papel de la generación distribuida dentro del sistema eléctrico

En este punto se describe el papel de la generación distribuida dentro de las redes eléctricas, y se trata de determinar las perspectivas de su incidencia concreta en el sector eléctrico de nuestro país. Estas consideraciones generales son necesarias para tener un marco de referencia en el cual analizar el potencial de la generación distribuida en el sector eléctrico nacional.

#### 5.1.1. Eficiencia económica de la generación distribuida

La generación de energía eléctrica presenta economías de escala, dentro de cierto rango de potencias y dependiendo de las circunstancias locales.

En el caso de centrales de ciclo combinado este rango se sitúa entre 400 a 800 MW, y en el de las turbinas a gas, éstas presentan economías de escala hasta los 200 MW.

Los gráficos siguientes ilustran este fenómeno, mostrando el rendimiento y el costo de inversión por kW instalado de turbinas a gas comerciales para la generación eléctrica. Se pueden diferenciar claramente dos conjuntos de nubes de puntos. Uno, que corresponde a las turbinas aeroderivativas, cuyo rango de apli-



cación es menor a 50 MW, y que presenta significativos aumentos de rendimiento y fuertes economías de escala. Otro, que corresponde a las denominadas “heavy duty”, que también presentan mejoras de rendimiento y economías de escala, pero que se ven atenuadas aproximadamente a partir de los 70 MW y son prácticamente inexistentes a partir de los 200 MW. Otros costos de operación y mantenimiento, por ejemplo los de personal, crecen mucho menos que proporcionalmente con la potencia, y pueden ser significativos para grupos generadores pequeños.

La generación hidráulica presenta en buena parte también un fenómeno de economías de escala. Una gran parte del potencial hidroeléctrico explotable comercialmente en el mundo y en la región, se concentra en centrales con potencias del orden de centenares o aún miles de MW de capacidad instalada

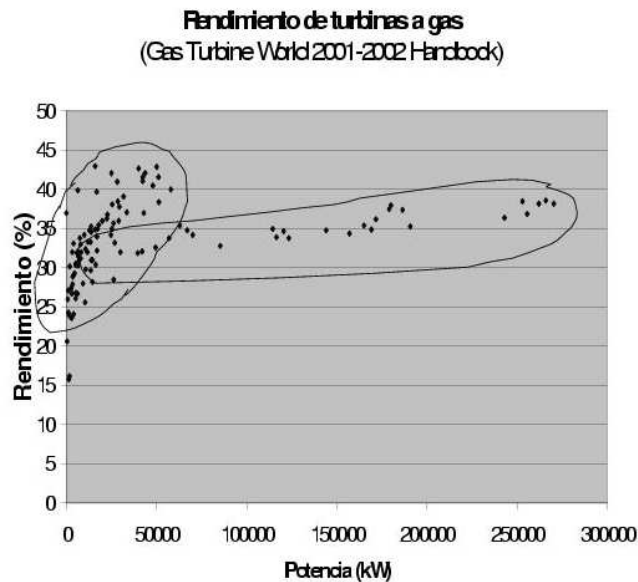


Figura 5.1: Rendimientos para las turbinas a gas

La generación distribuida desaprovecha estas economías de escala, por lo que para que tenga sentido económico, deben existir otros fenómenos relevantes que la hagan conveniente.

Al menos potencialmente estos fenómenos favorables a la generación distribuida son:

- La posibilidad de ahorros en las redes de distribución, por reducción de las inversiones en capacidad derivadas de la disminución de las pérdidas en las redes y mejoras en el factor de utilización.

- El aprovechamiento como combustible de subproductos industriales o agrícolas generados localmente, cuyo costo de transporte es muy elevado, o cuya dis-

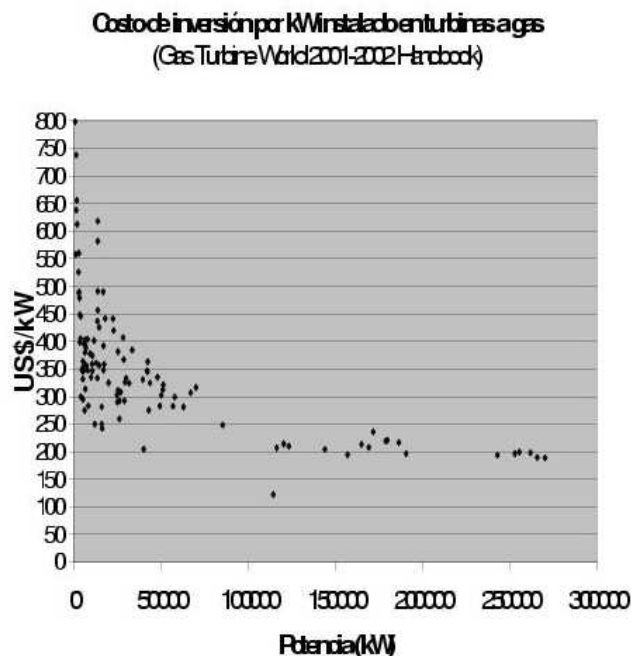


Figura 5.2: Economías de escala para las turbinas a gas

posición final por otras alternativas a la combustión tiene impactos ambientales negativos.

- El aprovechamiento de fuentes de energía primaria, en general renovables, cuya escala y localización sólo permite la aplicación de la generación distribuida, por ejemplo, las pequeñas centrales hidráulicas.

- La generación en pequeña escala puede tener un impacto económico positivo si permite el aprovechamiento de insumos y mano de obra nacional en proporciones superiores a los de la generación centralizada. La evaluación del beneficio por emplear dichos factores de producción nacionales es un problema complejo de naturaleza no técnica sino económica.

### 5.1.2. Cogeneración

La cogeneración es la generación conjunta de energía eléctrica y calor, en un único sistema. Las formas más habituales de cogeneración son:

- La generación de energía eléctrica en motores de combustión interna o turbinas de gas, empleando los gases calientes de escape en una caldera de recuperación de calor para generar vapor de proceso, y a veces el calor proveniente del sistema de refrigeración para generar agua caliente. Por lo general, las temperaturas de los gases de escape de las turbinas de gas o de los motores de

combustión interna son lo suficientemente altas (algunos cientos de °C) como para permitir la generación de vapor utilizable en la mayoría de los procesos industriales corrientes.

- La generación de energía eléctrica en un ciclo de vapor mediante turbinas de contrapresión, donde el vapor que sale de la turbina se emplea como vapor de proceso. En este caso los procesos cumplen el papel del condensador de un ciclo de vapor convencional.

La cogeneración puede generar una ventaja muy significativa para la generación distribuida por concepto de eficiencia termodinámica, ya que es mucho más conveniente generar el vapor de proceso en el sitio de su empleo.

Esta ventaja termodinámica de la cogeneración puede ser ilustrada con el siguiente ejemplo.

Supongamos por sencillez que el sistema eléctrico emplea generación térmica para abastecer cualquier demanda incremental.

Llamemos  $P$  a la potencia eléctrica y  $Q$  a la cantidad de calor por unidad de tiempo requeridas por un consumidor,  $\eta_c$  al rendimiento de la generación eléctrica de cualquier demanda incremental al sistema eléctrico centralizado,  $\eta_t$  el rendimiento de las redes del sistema centralizado y  $\eta_d$  al rendimiento de la generación eléctrica en la cogeneración descentralizada.

Para fijar ideas supongamos que ésta se realiza mediante el aprovechamiento de los gases de escape de una turbina o motor, para generar vapor de proceso, y que la temperatura de dichos gases es tal que su energía puede aprovecharse íntegramente en los procesos. Supongamos simplificada que las únicas pérdidas del ciclo de generación distribuída son las de los gases de escape.

Si mediante la cogeneración se genera la potencia eléctrica  $P$  requerida por el consumidor, se tendrá una cantidad de calor  $Q^+$  proporcionada por el combustible, y una cantidad  $Q^-$  aprovechable para procesos tales que:

$$Q^+ = \frac{P}{\eta_d} \quad (5.1)$$

$$Q^- = Q^+ - P = \frac{P(1 - \eta_d)}{\eta_d} \quad (5.2)$$

Si  $[Q < Q^-]$ , entonces:

- Suministrar separadamente la potencia eléctrica  $P$  mediante la red, y el calor de proceso  $Q$ , requiere una cantidad de energía térmica por unidad de tiempo

$$\left[ P_c = \frac{P}{\eta_c \eta_t} + Q \right]$$

- Suministrar mediante la cogeneración las mismas cantidades  $P$  y  $Q$  requiere una cantidad de energía térmica por unidad de tiempo  $[P_d]$

$$\left[ P_d = Q^+ = \frac{P}{\eta_d} \right]$$

Si para fijar ideas suponemos:

$[\eta_d = 0,3]$  (valor razonable en virtud de las tecnologías disponibles para la generación de electricidad en pequeñas escalas, del orden de algunos MW, como es el caso de turbinas de gas o motores de combustión interna estacionarios),

$[\eta_c = 0,4]$  (valor promedio entre los obtenibles en centrales de turbinas de gas en ciclo abierto, centrales convencionales de vapor con acondicionamiento de gases de escape y ciclos combinados con gas natural),

$$[\eta_t = 0,95],$$

$$[Q = 2P]$$

se tendría:

$$\left[ Q^+ = \frac{P}{\eta_d} = 3,3333P \right]$$

$$\left[ Q^- = Q^+ - P = \frac{P(1-\eta_d)}{\eta_d} = 2,3333P > Q \right]$$

$$\left[ \frac{P_d}{P_c} = \frac{3,3333P}{4,6316P} = 0,7197 < 1 \right]$$

Es decir que la cantidad de energía térmica necesaria total es significativamente menor si se emplea la generación descentralizada, aún cuando el rendimiento termodinámico del ciclo de generación empleado en ella (0.3) es significativamente menor que el rendimiento termodinámico en la generación centralizada (0.4)

Por razones de escala de consumo, de espacio, y de capacidades técnicas, es razonable suponer que la industria es el sector en el que la cogeneración puede tener mayor facilidad de implantación.

En este informe se realiza un análisis tendiente a estimar el potencial de cogeneración industrial.

### 5.1.3. Aprovechamiento de desechos industriales, agrícolas o domiciliarios

Algunas actividades industriales o agrícolas generan desechos cuya disposición final por otras alternativas a la combustión tiene impactos ambientales negativos, o subproductos potencialmente utilizables, pero cuyo costo de transporte es demasiado alto para ser aprovechados fuera de la planta.

Entre los ejemplos más significativos se tiene la generación del licor negro en la producción de celulosa, los residuos de la actividad forestal (tanto en los bosques como en los aserraderos), la cáscara de arroz producida en los molinos, el bagazo de caña, etc.

En el caso de estos desechos, la combustión es la alternativa de disposición más adecuada por razones ambientales, y para realizarse de manera adecuada requiere instalaciones costosas. Aparece por lo tanto como una solución natural la combustión con el fin de producir energía eléctrica en el sitio de generación del desecho.

Otro caso de interés es el empleo de residuos domiciliarios en la generación de energía. La forma habitual de empleo de los mismos es la generación de biogas mediante rellenos sanitarios diseñados especialmente con ese fin.

La magnitud de las centrales de generación empleando desechos depende de la escala de generación de los mismos. Cuando los tamaños de las explotaciones que generan los desechos no son muy grandes, la generación eléctrica adquiere

el carácter de generación distribuida, con potencias no superiores a los 5 a 10 MW.

En este informe se analiza el potencial de generación distribuida mediante desechos forestales y cáscara de arroz.

#### **5.1.4. Aprovechamiento de fuentes de energía primaria renovable y nacional en pequeña escala**

En algunos casos la producción mediante fuentes de energía renovables tiene lugar en forma conveniente en pequeña escala:

- La generación hidroeléctrica en pequeños aprovechamientos con condiciones topográficas e hidrológicas favorables, pero con caudales pequeños

- La generación mediante biomásas como leña, cuyo costo de transporte es elevado, lo que favorece el empleo de plantaciones cercanas y limita el crecimiento de las plantas de generación para aprovechar economías de escala.

- La generación eólica, (en la que las economías de escala por generador se agotan para potencias del orden de 5 MW si bien los tamaños de los molinos tienden a crecer), siempre que no existan costos fijos muy significativos, por ejemplo de conexión a la red, que favorezcan parques de gran escala.

El hecho de que estas fuentes tengan un origen local, tiene una ventaja desde el punto de vista de la política energética, ya que puede reducir la dependencia de la energía importada y sus fluctuaciones de precios y disponibilidad.

En este informe se realiza una estimación primaria del potencial de estas tres fuentes en nuestro país.

## **5.2. Estimación cuantitativa del potencial de generación distribuida**

### **5.2.1. Cogeneración industrial**

Para calcular el potencial de cogeneración en la industria se emplearon 2 metodologías, a efectos de posibilitar una contrastación de los resultados.

1) Se parte de los datos agregados de las compras de combustibles (Fuel Oil, Gas Oil y Leña) y energía eléctrica relevados en la encuesta industrial del año 2000, desagregados a 4 dígitos (143 sectores). Luego se pasaron los datos de compras en pesos a energía, tomando precios medios anuales. En el caso particular de la energía eléctrica se tomó el promedio de las tarifas de Grandes Consumidores y Medianos Consumidores.

De acuerdo a las hipótesis planteadas en la sección Cogeneración se consideró una relación [electricidad generada/calor aprovechado] del 50 %, para los sistemas usualmente aplicables en Uruguay. En el supuesto simplificador de que puedan cogenerar todas las empresas pertenecientes a sectores que en sus diferentes grados de desagregación presenten requerimientos conjuntos de electricidad y calor (excepto refinería y cementos), la cantidad total de energía eléctrica generada mediante el sistema de cogeneración se ubicaría en el orden de los 1000

GWh, de los cuales aprox. 800 GWh corresponderían a autoproducción y 200 GWh a venta de excedentes a la red.

**PRECIOS PROMEDIO TOMADOS PARA EL CONJUNTO DEL AÑO 2000**

Tipo de cambio promedio del año 2000	12,100 \$US\$			
1 MWh	3600000000 J = 860009,566 kcal			
Precio promedio año 2000 (\$/unidad)	FUEL OIL	GASOIL	LEÑA	ELECTRICID
Unidad	m3	litro	tonelada	MWh
Poder calorífico inferior por unidad (Kcal/unidad)	9601000	8655	25000000	
MWh por unidad (equivalente físico)	11,16	0,01	2,91	1,00
Precio en pesos por MWh equivalente físico	150,7	458,9	103,2	540,4

Figura 5.3: Datos de combustibles y electricidad (año 2000)

2) Partiendo de los datos de consumos por empresa de fuel oil, gas natural y energía eléctrica, se relevaron los correspondientes a los 60 mayores consumidores industriales de fuel oil y gas natural, con sus respectivos consumos de energía eléctrica. Luego se procedió a analizar caso a caso la factibilidad de implantar un sistema de cogeneración, descartándose aquellos casos en que no era factible (ej. cementeras, metalúrgicas).

Para cada empresa, de acuerdo a las hipótesis planteadas en anteriormente, se consideró una relación [electricidad generada/calor aprovechado] del 50%, para los sistemas de usualmente aplicables en Uruguay. De esta forma se calculó el potencial de cogeneración por empresa.

Los datos agregados muestran que la cantidad total de energía eléctrica generable, utilizando fuel oil como combustible, alcanzaría valores del orden de los 290 GWh, de los cuales unos 180 GWh corresponderían a autoproducción y 110 GWh a venta de excedentes a la red.

En tanto que la cantidad de energía eléctrica generable, utilizando gas natural, sería de aprox. 465 GWh, de los cuales unos 205 GWh corresponderían a autoproducción y 260 GWh a venta de excedentes a la red.

De la suma de los valores precedentes se obtendría un potencial de cogeneración de 755 GWh, lo que equivale aproximadamente al 10% de la generación de energía eléctrica.

Comparando los resultados obtenidos en ambas metodologías, se constata su consistencia. De estos valores se puede inferir que el potencial de cogeneración industrial en Uruguay se ubicaría en un rango entre 800 y 900 GWh (aprox. 11% de la generación).

A los efectos de disponer de un primer indicador sobre la factibilidad económica de la cogeneración industrial, se procedió a identificar las inversiones y ahorros netos resultantes de la cogeneración en cada una de las empresas relevadas, para luego calcular los respectivos períodos de repago. Los ahorros netos anuales se calcularon a partir de la siguiente fórmula:

$$[\text{Ahorro neto anual} = (\text{importe compra E.E.} + \text{venta a la red de excedentes})$$

CONSUMO EN GWh EQUIVALENTE FERRO									
DIVISION CLASE	DESCRIPCION SECCION, DIVISION, GRUPO Y CLASE	Sobrecoste EG/Wh Orend/Incl- E	FUEL OIL	GASOL	LEÑA	TOTAL COMB. (C)	POTENCIAL COGENERACION	DEMANDA ELECTRICIDAD	AUTOPROD.
TOTAL	INDUSTRIAS MANUFACTURERAS (sin cervecería y refinaria)	211,23	132,500	207,00	673,00	22,05,00	1016,74	1258,00	805,51
	15 ELABORACION DE PRODUCTOS ALIMENTICIOS Y BEBIDAS.	125,53	609	127	513	1.248	562	572	436
	16 ELABORACION DE PRODUCTOS DE TABACO.	0,00	11	2	-	13	6	14	6
	17 FABRICACION DE PRODUCTOS TEXTILES.	16,86	163	4	92	259	116	108	100
	18 FABRICACION DE PRENDAS DE VESTIR Y TENDIDO DE PIEL.	0,00	23	3	7	32	14	23	14
	19 CURTIEMBRES Y TALLERES DE ACABADO, FABRICACION DE PRO	2,03	72	4	22	98	44	45	42
	20 PRODUCCION DE MADERA Y PRODUCTOS DE MADERA EXCEPTO	0,00	-	8	0	8	4	12	4
	21 FABRICACION DE PAPEL Y DE PRODUCTOS DE PAPEL.	50,33	244	6	20	269	121	83	71
	22 ACTIVIDADES DE ENCUADERNACION, IMPRESION, EDUCACION Y REP	0,00	1	2	0	3	1	28	1
	23 FABRICACION DE PRODUCTOS DIVERSOS DERIVADOS DEL PETR	414	1.046	8	-	1.054	474	60	60
	232 Combustibles y aceites grasos minerales procesados, blandaos y otros procesa	414	1046	8	0	1054	474	60	60
	24 FABRICACION DE SUSTANCIAS Y DE PRODUCTOS QUIMICOS.	5,92	65	14	15	94	42	112	37
	25 FABRICACION DE PRODUCTOS DE CAUCHO Y PLASTICO.	0,00	36	4	-	40	18	60	18
	26 FABRICACION DE OTROS PRODUCTOS MINERALES NO METALIC	165,42	564	23	45	631	284	127	119
	27 Fabricación de metalurgia y ferro	138	523	5	41	589	256	98	98
	28 INDUSTRIAS METALICAS BASICAS.	0,00	25	3	-	28	13	42	13
	29 FABRICACION DE PRODUCTOS METALICOS, INACUARNAS Y ECU	0,00	4	7	2	13	6	21	6
	30 CONSTRUCCION DE MAQUINARIA EXCEPTO AHORA LA MAQUINARIA	0,00	5	2	-	7	3	6	3
	31 FABRICACION DE MAQUINARIA DE OFICINA, CONTABILIDAD E INF	0,00	-	-	-	-	-	0	-
	32 FABRICACION DE MAQUINARIA Y APARATOS ELECTRODOMESTIC	0,00	1	1	0	2	1	17	1
	33 FABRICACION DE EQUIPOS Y APARATOS DE RADIO Y TELEVISION	3,04	7	-	-	7	3	0	0
	34 FABRICACION DE INSTRUMENTOS MEDICOS, OPTICOS Y DE PREC	0,00	-	1	-	1	0	6	0
	35 FABRICACION DE VEHICULOS AUTOMOTORES, REMOLQUES Y SE	0,00	18	1	-	19	9	23	9
	36 FABRICACION DE OTROS TIPOS DE EQUIPO DE TRANSPORTE.	0,00	-	1	-	1	1	9	1
	37 FABRICACION DE BIENES, INDUSTRIAS MANUFACTURERAS SINDI	0,00	0	1	-	1	0	22	0

Figura 5.4: Potencial de Cogeneración en la Industria Fuente: elaboración propia en base a datos de la Encuesta Industrial del año 2000

$E.E. + \text{valorización reducción emisiones GEI} - (\text{sobrecosto combustible} + \text{gastos O\& M} + \text{respaldo UTE}) ]$

El monto de las inversiones se estimó en 900 USD/kWinst., en tanto que los gastos de operación y mantenimiento se estimaron en el 10% del monto de las inversiones.

Para calcular el monto correspondiente a la compra de E.E. para cada empresa, se estimaron valores promedio proyectados correspondientes a las categorías GC1, GC2, GC3, GC4 y GC5 y se asignó a cada empresa el correspondiente valor, de acuerdo a su categorización. La venta de excedentes a la red se valorizó en 33 USD/MWh para los casos que constituyan generación distribuida y 30 USD MWh para los que generen en alta tensión, de manera de internalizar los potenciales ahorros en inversiones de transmisión y pérdidas que resultan de la generación distribuida respecto de la generación convencional.<sup>1</sup>

Se adoptó el criterio de suponer que todas las empresas, aún aquellas que cubran con producción propia toda la demanda, permanecen conectadas al Sistema Interconectado por motivos de respaldo. Para valorizar dicho criterio se

<sup>1</sup>Estos valores son conservadores, considerando el escenario energético actual, ubicándose del lado conservador respecto al desarrollo de los proyectos de GD.

calcularon los cargos fijos y de capacidad que se derivan de la aplicación del actual pliego tarifario.

En lo que refiere a los costos por compra de gas natural, se estimaron dos precios, uno para la zona sur y otro para la zona norte, ambos en la modalidad de contrato interrumpible. Se supusieron cortes en el suministro de 30 días al año, en los que se generaría con fuel oil como combustible alternativo.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la evaluación económica y considerando que en la actualidad no se considera viable un proyecto con un período de repago mayor a 6 años, se podría concluir que salvo algunas pocas excepciones implantar un sistema de cogeneración con fuel oil no es rentable. Por el contrario son resultados más alentadores en el caso de sistemas de cogeneración que utilicen gas natural. De todas formas, se trata de conclusiones primarias que habría que profundizar y evaluar en función de la realización de diferentes análisis de sensibilidad respecto de las hipótesis adoptadas.

### **5.2.2. Leña y residuos forestales**

La producción forestal tiene una importancia económica creciente en nuestro país con implicaciones sobre el sector eléctrico. Los dos proyectos de plantas de producción de pulpa de celulosa se convertirán en los mayores autogeneradores del país, requerirán respaldo de la red, y podrán vender excedentes en magnitudes del orden de unas pocas decenas de MW, lo que excede las potencias de la generación distribuida. Por otra parte, existe un potencial para el empleo de los residuos forestales en las plantaciones y aserraderos.

Para estimar el potencial de generación distribuida de este origen se requeriría estudiar la forma de procesamiento actual de los residuos en las plantaciones y aserraderos y la posibilidad de su acopio para ser empleado como combustible en forma rentable. Una cuantificación burda del potencial de generación mediante residuos forestales es la que sigue. El total del área de bosques plantados en el Uruguay es de aproximadamente 615.000 hectáreas. Se supone una tasa de crecimiento de 20 ton/ha.año, un corte anual equivalente al crecimiento (de modo de mantener la masa en pie), poder calorífico de la madera húmeda de 2700 kcal/kg, aprovechamiento de residuos igual al 5% del total de la masa extraída. Esto resulta en un potencial de energía térmica disponible de 1.660 Mkal, y con un rendimiento térmico de generación del 30%, una cantidad de energía de 580 GWh al año (aproximadamente 80 MW de potencia).

Esta estimación es burda pero permite observar que existe un potencial teórico de la generación con residuos de biomasa, cuya limitación podría proceder de consideraciones económicas, que también deben ser estudiadas.

### **5.2.3. Cáscara de arroz**

Para cuantificar el potencial de generación con cáscara de arroz se recurre al trabajo (Borgno y Rodríguez, 2003).

Los supuestos que se realizan son:



- Poder calorífico de la cascara de arroz: 3000 kcal/kg de cáscara
- Rendimiento de la producción de arroz: 6000 kg/ha.año
- Cáscara igual al 18 % en peso del arroz producido

Con esas hipótesis 1 MW de potencia instalada con factor de utilización del 90 % requiere 9850 ton/año de cáscara y genera 7892 MWh en un año.

En base a los datos anteriores el potencial de generación total sería, de aprovecharse la totalidad del recurso, el de la figura 5.7.

El potencial teórico de energía generable bajo la hipótesis de aprovechamiento total del recurso cáscara de arroz sería entonces del orden de 120-130 GWh anuales.

#### 5.2.4. Generación eólica

El aprovechamiento de la generación eólica en nuestro país con destino a su producción para la red eléctrica interconectada fue estudiada de manera sistemática por el convenio (Convenio UTE-FI, 1994).

En ese trabajo se concluyó que en la zona al norte del Río Negro no existen zonas potencialmente interesantes para la instalación de parques eólicos. No obstante la Facultad ha realizado estudios posteriores y los mismos podrían sugerir la revisión de esta afirmación.

Los mapas de iso-velocidad media del viento y de iso-factor de utilización para ciertos tipos de molinos, muestran que la costa sur del país presenta condiciones más favorables que el resto del país. También se consideraron distintas zonas de aprovechamiento eólico al sur del Río Negro que presentan características topográficas favorables, denominadas Cañas, Edén, Mariscal, Aiguá y Fomento. Estas zonas dieron lugar a factores de aprovechamiento promedio del orden de 0.25 y superiores, con los modelos de molinos considerados, cuya tecnología data de 10 años al menos.

El Convenio citado, no realiza una estimación total del potencial de generación eólica. No obstante, como afirma un trabajo previo del IMFIA y el IIE (Proyecto IMFIA-IIE, 1990), de considerar tan sólo cinco parques localizados en un área de 150 km<sup>2</sup>, lo cual representa una pequeña fracción del área de similares características a las estudiadas disponible en el Uruguay, resulta una capacidad de generación del 8 % de la energía generada por el sistema eléctrico en dicho año, (es decir alrededor de 400 GWh).

Lo anterior sugiere que la limitación a la aplicación de la energía eólica como forma de generación distribuida no obedecería, de existir, a la escasez del potencial, sino a razones económicas.

Un análisis muy simplificado de los costos medios de generación mediante energía eólica es el que resulta de la tabla siguiente, en la que se supone una vida útil del proyecto de 20 años, una tasa de descuento del 10 % real, que los costos de inversión totales incluyen la conexión a la red, y que los costos de operación y mantenimiento son de 15000 US\$/MW por año.

Con factores de aprovechamiento del 35 % y costos de inversión incluyendo conexión a la red de 1000 USD/kW se tendrían costos medios de generación de 43 USD/MWh. Este valor es cercano al de la generación de base con factor de utilización próximo al 100 %, empleando combustibles fósiles como el gas natural y el carbón. Debe tenerse en cuenta además que la venta de certificados de reducción de emisiones puede representar una reducción ulterior de este costo de generación mediante la energía eólica.

Este costo resulta de considerar la totalidad de la energía generada, sin considerar que el valor de la misma para el sistema eléctrico, y por lo tanto el precio que este podrá pagar por la energía eólica, dependerá del momento del año y del día y de la situación hidrológica. Así, la existencia de excedentes hidráulicos de vertimiento y de obligaciones de compra firme de combustible fósil (como las obligaciones take or pay de gas) que existen en cierta medida en Uruguay, reducen el valor de una generación no despachable como la eólica. Por el contrario, situaciones de escasez o la posibilidad de exportación de energía a precios redituables, aumenta el valor de la energía eólica para el sistema.

Como resultado, la verdadera determinación de la factibilidad económica de la generación eólica sólo puede hacerse en comparación con otras alternativas convencionales que tienen la propiedad de ser despachable por el sistema de generación, es decir de generar sólo en la medida en que son requeridas por su costo variable.

No obstante, los costos presentados y la posibilidad de venta de permisos de emisión permiten suponer que la generación eólica debería ser tomada en cuenta en la elaboración de alternativas para la expansión de la generación y podría tener un papel en un futuro mercado eléctrico competitivo, especialmente si los precios o la disponibilidad de gas natural en nuestro país no son favorables.

### **5.2.5. Pequeñas centrales hidráulicas**

La estimación del potencial técnico de generación en centrales hidráulicas de potencia menor a 5 MW, se encuentra en el trabajo realizado por el IMFIA para UTE (Convenio UTE-FI, 1993).

Como resultado del mismo, se estimó el potencial técnicamente factible por rango de potencia, como se presenta en la tabla siguiente. Estimación del potencial de pequeñas centrales hidráulicas

De este total probablemente sólo una fracción pequeña reunirá características económicas de interés. En este sentido cabe reproducir la siguiente consideración incluida en el informe del IMFIA citado anteriormente: “no se puede esperar un gran desarrollo de la generación hidroeléctrica en pequeña escala a no ser que la misma se realice en el marco de un desarrollo económico global de una región, justificándose la realización de un embalse si el mismo es compartido para otros fines, riego, abastecimiento de agua potable, control de crecidas, etc.”

### 5.3. Beneficios ambientales potenciales de la GD

A los efectos del cálculo del impacto de la generación distribuida en la emisión de gases de efecto invernadero, se tomó como referencia el coeficiente de emisión incremental calculado por UTE para sus proyectos: 453g de  $[CO_2/kWh]$ , (UCC, 2002).

En consecuencia, por cada kWh que aumenta la generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica, se considerará que se emiten 453g de  $[CO_2]$ .

Para estimar las fugas de  $[CH_4]$  que se producen en el transporte y redes de distribución de gas natural, se tomaron como base los valores de (UCC, 1999):

- 1 % para la red de distribución
- 0,5 % para el gasoducto de transporte

y una composición de 90 % de  $[CH_4]$  en el gas natural

Para el caso de la cogeneración industrial, es muy probable que no se utilicen las redes de distribución de baja presión, por lo que se consideró un valor de pérdidas para la red de distribución de 0,5 %.

Si bien dichas emisiones fugitivas son de poca entidad, fueron consideradas debido a que el  $[CH_4]$  tiene un potencial de calentamiento 21 veces superior al  $[CO_2]$ .

A fin de calcular las emisiones de  $[CO_2]$  resultantes de la utilización de la cogeneración con gas natural, se supuso para la generación de energía eléctrica un rendimiento del 90 %.

Como resultado de la aplicación de las hipótesis adoptadas precedentemente y de los datos de la tabla 5.10 (UCC 2002), el factor de emisión para la cogeneración con gas natural que resulta de suponer una eficiencia del 90 %, se estimó en 266g de

$[CO_2/kWh]$ .

Si se compara este resultado con el factor de emisión calculado por UTE, se observa un impacto positivo del desarrollo de la cogeneración con gas natural, respecto de la reducción de las emisiones de gases de efectos invernadero.

Para el caso de la cogeneración con fuel oil, de acuerdo a los datos de la tabla 5.11 (UCC 2002) y considerando una eficiencia del 85 % se obtuvo un factor de emisión de 345g de  $[CO_2/kWh]$ . En este caso también se observa que la implantación de un sistema de cogeneración contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efectos invernadero, aunque con un menor impacto que cuando se utiliza gas natural.

A los efectos de la realización de la evaluación económica de los proyectos de generación distribuida se tomó un valor de 5 USD la ton. evitada de  $[CO_2]$ .

De acuerdo lo expuesto precedentemente la valorización de la reducción de la emisión de GEI derivada de la utilización de sistemas de cogeneración con fuel oil y con gas natural, son de 0.54 USD/MWh y 0.93 USD/MWh respectivamente.

Emp.	Localidad	Fuel oil	Energía Eléctrica	E.E.	Potencial de Cogeneración (MWh)	Excedentes E.E. (MWh)	Evaluación económica	
		Consumo Litros	Pot. Cont. (MW)	Consumo MWh			Ahorro neto U\$S	Periodo repago
1	MONTEVIDEO	1.289.236	3	6473	6679	206	127.155	23,6
2	MONTEVIDEO	542.113	3,6	9318	2808	-	292.905	12,3
3	CANELONES-I	1.914.255	2	9021	9916	895	145.184	13,8
4	FLORIDA	7.433.555	4	14790	38508	23718	338.765	11,8
5	MONTEVIDEO	2.364.492	1	6955	24084	17128	583.466	1,7
6	SAN JOSE	4.649.151	0,9	8166	24084	15918	198.333	4,5
7	SOPIAÑO	2.396.183	1,5	4197	12413	8216	84.119	17,8
8	MONTEVIDEO	560.605	1	3238	2904	-	72.303	13,8
9	MONTEVIDEO	792.936	3	4208	4108	-	75.531	39,7
10	MONTEVIDEO	1.082.802	2	7595	5509	-	173.884	11,5
11	MONTEVIDEO	906.566	1,6	4245	4596	451	66.255	24,1
12	MONTEVIDEO	2.101.497	2,1	9213	10896	1673	209.627	10,0
13	MONTEVIDEO	1.285.205	0,6	2309	6663	4354	66.117	9,1
14	SAN JOSE	775.276	1	3917	4016	100	82.505	12,1
15	CANELONES-I	3.456.946	3,5	13910	17908	3998	203.372	17,2
16	COLONIA	2.505.050	2,2	12459	12977	518	291.995	7,5
17	COLONIA	940.566	0,3	1361	4873	3512	54.192	5,5
18	MONTEVIDEO	1.040.797	2	11741	5392	-	476.654	4,2
19	CANELONES-I	1.458.630	1,4	6773	7556	783	109.384	12,8
20	CANELONES-I	1.164.305	0,285	1054	6031	4978	49.361	5,8
21	MONTEVIDEO	1.431.215	0,65	1405	7414	6009	47.140	13,8
22	MONTEVIDEO	1.506.298	1,25	3840	7803	3963	62.957	19,9
23	MONTEVIDEO	2.430.899	0,7	1745	12541	10796	76.220	9,2
24	MONTEVIDEO	1.107.183	1,5	6033	5735	-	137.205	10,9
25	MONTEVIDEO	1.100.735	1,4	4691	5702	1011	98.354	14,2
26	MONTEVIDEO	1.190.436	1,4	4300	6167	1867	91.262	15,3
27	MONTEVIDEO	708.417	1,5	6930	3670	-	188.176	8,0
28	MONTEVIDEO	702.891	0,4	1112	3641	2530	25.579	15,6
29	MONTEVIDEO	2.040.261	1,7	4782	10569	5787	114.528	14,8
30	MONTEVIDEO	649.590	0,5	2085	3365	1279	31.759	15,7
31	MONTEVIDEO	534.432	3	7581	2768	-	249.735	12,0
32	MALDONADO	829.995	3,5	14105	4300	-	506.344	6,9
33	PIO NEGRO	407.717	0,8	1662	2112	450	16.805	47,6
34	MONTEVIDEO	366.865	2	5818	1900	-	222.983	9,0
35	CANELONES-I	521.012	1,5	1722	2699	977	28.809	52,1
36	CANELONES-I	215.955	3,3	22416	1119	-	972.770	3,4
37	MONTEVIDEO	423.734	0,75	1663	2195	532	28.024	26,8
38	SOPIAÑO	109.555	6,25	19020	558	-	763.454	8,2
39	MONTEVIDEO	413.742	0,8	4151	2143	-	121.783	6,6
40	MONTEVIDEO	496.351	0,95	1172	2571	1399	13.438	70,7
41	MONTEVIDEO	308.174	1	430	1596	1176	-9.525	-
<b>TOTAL</b>		<b>35.557.629</b>	<b>72</b>	<b>257.584</b>	<b>302.688</b>	<b>124.223</b>	<b>7.489.910</b>	
% respecto de la generación total				3,43%	4,04%	1,66%		

Figura 5.5: Potencial de cogeneración con fuel oil. Elaboración propia con datos proporcionados por: UTE, ANCAP, DNE

Emp	Localidad	Gas natural m <sup>3</sup>	Energía		Potencial de Cogeneración (MW)	Escobites EE (MW)	Arroz neto L/US	Español m <sup>3</sup>
			Pot. Cort. (MW)	Grano (MW)				
42	Paysandú	9855.000	45	1758	4748	2320	631.429	71
43	Miraflores	18804.782	27	8208	9094	8286	1427.017	19
44	Miraflores	4745.000	15	737	2880	1569	36.961	46
45	Nueva Huesped	18180.873	18	1421	8758	7367	132.703	13
46	Miraflores	3680.000	15	657	1754	1107	288.098	52
47	Paysandú	1284.900	09	1803	6094	429	75.200	120
48	Paysandú	5806.000	2	1233	2797	1538	42.105	43
49	Paysandú	2120.000	18	1318	1023	-	279.455	64
50	Carelores	10689.134	5	1456	3867	1961	27.555	184
51	Gloria	25544.855	75	4820	12065	7865	2001.256	37
<b>TOTAL</b>		<b>1066054</b>		<b>14516</b>	<b>46746</b>	<b>32525</b>	<b>716889</b>	
%español de la generación total					62%	43%		

<b>TOTAL FO-GN</b>	<b>77023</b>	<b>49436</b>	<b>1462729</b>
%español de la generación total	102%	599%	

Figura 5.6: Potencial de cogeneración con gas natural. Elaboración propia con datos proporcionados por: UTE, ANCAP, DNE

#### REGIÓN ESTE

Departamento	Area sembrada	Cáscara (ton/año)
Treinta y tres	55000	60000
Cerro Largo	40000	44000
Rocha	35000	38000
Procesado fuera de la región		-25000
Con uso en la región		-28000
<b>Neto disponible para generación</b>	<b>89000</b>	<b>9.0 MW</b> <b>71 GWh al año</b>

#### REGIÓN NORTE

Departamento	Area sembrada	Cáscara (ton/año)
Artigas	26500	29000
Fivera	9000	10000
Salto	6000	7000
<b>Neto disponible para generación</b>	<b>46000</b>	<b>4.7 MW</b> <b>37 GWh al año</b>

#### REGIÓN CENTRO

Departamento	Area sembrada	Cáscara (ton/año)
Tacuarembó	11600	13000
Durazno	1600	2000
Resto	7500	8000
<b>Neto disponible para generación</b>	<b>23000</b>	<b>2.3 MW</b> <b>18 GWh al año</b>

Figura 5.7: Potencial de generación con cáscara de arroz

Inversión en US\$/kW	Factor de aprovechamiento				
	30%	35%	40%	45%	50%
900	46	39	34	31	28
950	48	41	36	32	29
1000	50	43	38	34	30
1050	53	45	39	35	32
1100	55	47	41	37	33
1150	57	49	43	38	34
1200	59	51	45	40	36
1250	62	53	46	41	37
1300	64	55	48	43	38

Figura 5.8: Costos medios de generación eólica

Potencia por central	Cantidad de aprovechamientos	Potencia total (MW)
1 MW	55	55
2 MW	22	44
3 MW	17	51
4 MW	11	44
5 MW	2	10
Todas las potencias	107	204

Figura 5.9: Estudio para la instalación de microturbinas en zonas alejadas de la red eléctrica nacional - IMFIA (1993)

Central	Tipo	Potencia (MW)	Eficiencia	FE CO <sub>2</sub> (Kg/kWh)
CC gas natural	Ciclo Comb.	360	0.54	0.365
CTL gas natural	Turb. Gas	120	0.36	0.547

Figura 5.10: Factores de emisión de centrales térmicas con gas natural. Fuente: UTE.

Central	Tipo	Potencia (MW)	Eficiencia	FE CO <sub>2</sub> (Kg/kWh)
Batlle 5ªunidad Fuel oil	Turbina vapor	80	0.36	0.810

Figura 5.11: Factor de emisión de centrales térmicas fuel oil. Fuente: UTE



## Capítulo 6

# Estudios particulares del potencial de penetración de la GD en Uruguay

### 6.1. Objeto de este capítulo

El objeto de este capítulo es presentar algunos cálculos económicos sobre la factibilidad económica de la generación distribuida en tres modalidades:

- La cogeneración industrial en centrales térmicas de pequeña escala, generando también vapor de proceso para la planta industrial.
- La generación por un productor independiente con el fin exclusivo de vender a la red en centrales térmicas de pequeña escala.
- La generación por un productor independiente de generación eólica.

Se consideran como tecnologías la generación mediante motores, turbinas a gas, ciclos de vapor y aerogeneradores, y como combustibles los derivados del petróleo, el gas natural, la leña, los residuos de biomasa (teniendo en cuenta que obviamente no todos los combustibles mencionados son adecuados para todas las tecnologías indicadas) y el viento.

### 6.2. Estudio de la cogeneración industrial y de la generación por un productor independiente

#### 6.2.1. Consideraciones generales

Se ha supuesto que el precio mayorista de la energía eléctrica resulta igual al costo medio de la generación con gas natural en un ciclo combinado en gran

escala. Como resultado el precio del gas determina el precio mayorista de electricidad y por lo tanto las tarifas eléctricas y los precios de compra de excedentes.

La forma en la que se determina en este estudio el precio mayorista es como se ve muy simplificada, y presupone que la energía de demanda incremental se obtendría íntegramente de un ciclo combinado. Un análisis más exacto, que excede a las posibilidades de este trabajo, requeriría emplear simulaciones del sistema de generación hidrotérmico de Uruguay y estimar de manera exacta el costo marginal, incluso la componente de excedentes hidráulicos. Esta simplificación condiciona en parte la validez de los resultados obtenidos.

### **Respecto de la cogeneración**

Con precios mayoristas del gas del orden de 3.5 a 5 USD/MBTU, que son esperables en los próximos años, lo que determina precios mayoristas de la energía eléctrica entre 40 y 50 USD/MWh respectivamente por la energía firme, la generación distribuida en cogeneración presentaría el siguiente panorama:

- si se emplean como combustible la leña y sobre todo los residuos de biomasa en ciclos de vapor, la cogeneración sería muy rentable,
- si se emplea gas natural en turbinas a gas, la cogeneración tendría rentabilidades aceptables,
- el empleo de combustibles líquidos sería claramente no rentable.

Estos valores se obtienen suponiendo que el equipo de generación se dimensiona para proporcionar suficiente vapor para el pico de consumo, por lo que un dimensionamiento óptimo mejoraría algo estos resultados.

### **Respecto de generación térmica independiente**

Con precios del gas del orden de 3.5 a 5 USD/MBTU, y precios mayoristas de la energía eléctrica entre 40 y 50 USD/MWh respectivamente por la energía firme, la generación distribuida en generación independiente presentaría el siguiente panorama:

- si se emplea como combustible los residuos de biomasa, la cogeneración sería muy rentable,
- si se emplea la leña, la rentabilidad sería buena sólo si los precios mayoristas están cerca del límite superior del rango indicado
- el empleo de combustibles líquidos sería claramente no rentable.

En los cuadros 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4, se presentan las tasas de retorno reales a 10 y 20 años y el período de repago de la inversión para cogeneración y generación independiente para precios del gas de 3.5 y 5 USD/MBTU.

Tipo de central	Combustible	TIR a 10 años	TIR a 20 años	Repago
Turbina a gas	Gas natural	6.2 %	11.3 %	8
Turbina a gas	Gasoil	No existe	No existe	No existe
Motor	Gas natural	-6.1 %	2.0 %	¿20
Motor	Fuel oil	No existe	No existe	No existe
Ciclo de vapor	Leña	12.7 %	16.5 %	6
Ciclo de vapor	Residuos de biomasa	19.5 %	22.3 %	5

Cuadro 6.1: Rentabilidad de cogeneración gas a 3.5 USD/MBtu

Tipo de central	Combustible	TIR a 10 años	TIR a 20 años	Repago
Turbina a gas	Gas natural	11.3 %	15.4 %	7
Turbina a gas	Gasoil	No existe	No existe	No existe
Motor	Gas natural	-0.7 %	6.0 %	No existe
Motor	Fuel oil	-10.6 %	-1.3 %	No existe
Ciclo de vapor	Leña	20.6 %	23.2 %	5
Ciclo de vapor	Residuos de biomasa	26.9 %	28.8 %	4

Cuadro 6.2: Rentabilidad de cogeneración gas a 5 USD/MBtu

## 6.2.2. Hipótesis

### Hipótesis generales

Se intenta evaluar la conveniencia de los dos tipos de proyectos bajo condiciones de precios de la energía eléctrica y el gas natural compatibles entre sí, bajo la hipótesis de que el costo marginal de largo plazo de generación estará dado por el costo incremental medio de la energía generada mediante ciclos combinados empleando gas natural.

Se consideran dos escenarios de precios para el gas natural: 3.5 y 5 USD/MBTU pcs, a nivel mayorista, es decir city gate o disponible para la generación eléctrica. Se tomó para el precio del petróleo un precio de 60 USD/bbl.

El precio del gas mayorista elegido incide de dos maneras en el análisis de rentabilidad:

- Al determinar el costo marginal de largo plazo de la generación mediante la red, por el cual se fijan los precios de compra y venta de cogeneradores y productores independientes.

- Para el caso particular en que el cogenerador o productor independiente emplea el gas como combustible, el precio del gas empleado para la generación incide de manera directa en el costo de generación.

Se supone que las centrales se encuentran en la tensión 30 kV.

Tipo de central	Combustible	TIR a 10 años	TIR a 20 años	Repago
Turbina a gas	Gas natural	No existe	No existe	No existe
Turbina a gas	Gasoil	No existe	No existe	No existe
Motor	Gas natural	No existe	No existe	No existe
Motor	Fuel oil	No existe	No existe	No existe
Ciclo de vapor	Leña	-10.5 %	0.3 %	No existe
Ciclo de vapor	Residuos de biomasa	25.6 %	28.3 %	4

Cuadro 6.3: Rentabilidad de generación independiente gas a 3.5 USD/MBtu

Tipo de central	Combustible	TIR a 10 años	TIR a 20 años	Repago
Turbina a gas	Gas natural	No existe	No existe	No existe
Turbina a gas	Gasoil	No existe	No existe	No existe
Motor	Gas natural	No existe	No existe	No existe
Motor	Fuel oil	No existe	No existe	No existe
Ciclo de vapor	Leña	5.1 %	11.6 %	6
Ciclo de vapor	Residuos de biomasa	34.5 %	36.3 %	3

Cuadro 6.4: Rentabilidad de generación independiente gas a 5 USD/Mbtu

### Precios de la energía eléctrica y del gas

Para el cálculo de los precios de compra y venta de la energía eléctrica se hacen las siguientes hipótesis:

- El precio mayorista de la energía eléctrica se calcula como el costo medio de generación de un ciclo combinado, tomando factor de utilización 70 %.

- La tarifa de venta a un cogenerador resulta igual al precio mayorista más una componente de red hasta 30 kV, que incluye costos de inversión de la red, y pérdidas de energía del 7 %. Este valor total se calcula sólo a efectos ilustrativos ya que se supone también que el cogenerador no se ahorra los costos de inversión de red incorporados a la tarifa.

- Se supone que el cogenerador debe continuar pagando el servicio de respaldo que le presta la red.

- La tarifa de compra de energía por la red a un cogenerador o a un generador independiente, se toma igual al precio mayorista. Esto supone que el cogenerador puede obligarse mediante un contrato a mantener una disponibilidad firme de sus excedentes, por lo que se le paga por la energía el mismo valor que el componente de energía de la tarifa. Esta hipótesis es favorable a la cogeneración.

Para el cálculo de los precios de compra del gas por un generador o cogenerador, se supone un VADEG (costo de distribución que debe sumarse al city gate para incluir en la tarifa) de 1.25 para un uso del 100 % de la capacidad, lo que equivale a 1.71 USD/MBTU para un uso del 70 % de la capacidad. En las figuras 6.1, 6.2 y 6.3 se presentan las hipótesis y cálculos que permiten calcular los precios de la energía eléctrica y del gas natural en la industria, resultantes

de un precio mayorista del gas de 3.5 USD/MBTU.

<b>Gas natural</b>			
<b>Precio del gas natural mayorista</b>	<b>3.5</b>	<b>U\$/MBTU</b>	pcs
	15.5000	U\$/Mkcal	pci

Figura 6.1: Precio del gas natural

<b>COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE ENERGÍA FIRME EN UN CICLO COMBINADO</b>			
Tasa de descuento			12%
Factor de descuento			0.892857143
Vida útil			20 años
Inversión específica			600 US\$/kW instalado incluso conexión a redes
		año -2	año -1
Porcentaje de incorporación de la inversión (se supone entrada en servicio en año 0)		50%	50%
Inversión incorporada cada año (US\$/kW)		300	300
Rendimiento			50%
Costo variable de Oym			4 US\$/MWh
Factor de utilización			70%
Energía generada por 1 MW instalado			6132 MWh al año
Inversión específica actualizada al año 0			0.71232 US\$/MW
Anualidad de inversión de 1 MW			0.08515 US\$/MW
<b>Costo fijo medio por unidad de energía</b>			13.8857 US\$/MWh
<b>Costo del gas para generadores</b>			3.5 US\$/MBTU PCS
<b>Costo variable de gas</b>			22.69 US\$/MWh
<b>Costo marginal de largo plazo de generación</b>			40.57 US\$/MWh
<b>Subsidio implícito</b>			0 US\$/MWh
<b>Tarifa de energía mayorista</b>			40.57 US\$/MWh

Figura 6.2: Costo marginal de largo plazo

### Precios de los combustibles en general

Los precios de los combustibles para los consumidores industriales, para el caso de gas a 3.5 USD/MBTU en el mercado mayorista se presentan en 6.4 y 6.5.

En la hipótesis de gas mayorista a 5 USD/MBTU el precio del gas a la industria sería de 6.71 USD/MBTU.

TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA DE COMPRA Y DE VENTA						
Se supone una tarifa en la que los cargos por el uso de la red se atribuyen integramente a la potencia máxima consumida						
Tarifa de transmisión	70	US\$/kWmax.año	equivalentes, con f.carga	70%	13.318	US\$/MWh
Tarifa de distribución hasta 30 kV	35	US\$/kWmax.año	equivalentes, con f.carga	70%	6.659	US\$/MWh
La tarifa de energía se supone igual al costo marginal de largo plazo de generación con gas en un ciclo combinado de gran escala con factor de carga 70% más pérdidas del 5%						
Tarifa de energía firme de generación para el consumidor					42.6	US\$/MWh
					49.5	US\$/Mkcal
					12.5	US\$/MBTU
Tarifa de un GC resultante del precio mayorista anterior					62.6	US\$/MWh
Venta de energía firme por el generador	Sí					
El precio medio de la energía comprada por la red se supone igual a la tarifa firme de generación para el consumidor menos el costo fijo medio de una turbina a gas empleando gasoil (valor de la potencia firme pura), si la generación no es firme						
Precio medio de compra por la red en 150 kV					42.6	US\$/MWh
					49.5	US\$/Mkcal
					12.5	US\$/MBTU

Figura 6.3: Tarifas a partir de costo marginal largo plazo

PRECIO DEL PETROLEO	60	US\$/bbl				
	377.4	US\$/m3				
Relación precio por unidad de volumen	fuel oil /crudo	0.8				
	gasoil / crudo	1.15				
Fletes y costos de internación	3	US\$/bbl	para los dos derivados			
VADEG	1.2	US\$/MBTU pcs con factor de carga 1				
Adicional de tarifa de gas hasta el consumidor con factor de carga	70%		1.7143	US\$/MBTU	con factor de utilización 0.7	

Figura 6.4: Precios de los combustibles para los consumidores industriales

### Créditos por reducción de emisiones

Se supone que se obtienen créditos por reducción de emisiones cuando el combustible es leña o biomasa, de acuerdo a la figura 6.6.

### Hipótesis y criterios económicos

Se consideró la rentabilidad de los proyectos y no de los fondos propios aportados a ellos.

Como indicadores de rentabilidad se consideraron la TIR (en términos reales) a 10 y a 20 años y el período de repago de la inversión.

Se supuso que tanto un cogenerador como un productor independiente de energía, podrían descontar el IVA compras por la inversión, mediante la reducción del pago del IVA o como créditos fiscales para el pago de IRIC, en un plazo lo bastante corto como para que los impactos financieros sean despreciables. Esto hace que no se considere el IVA en los cálculos. Se incluyó un 0.5 de la inversión

	US\$/ton	US\$/m3	kcal/(lt o kg)	US\$/Mkcal	US\$/MBTU	Impuestos	US\$/Mkcal	US\$/MBTU
GAS NATURAL				20.69	5.21	0%	20.69	5.21
FUEL OIL		321	9550	33.59	8.46	0%	33.59	8.46
GASOIL		453	8600	52.65	13.27	0%	52.65	13.27
LEÑA	20		2300	8.70	2.19	0%	8.70	2.19
RESIDUOS BIOMASA	0		2300	0.00	0.00	0%	0.00	0.00

Figura 6.5: Precios de los combustibles para consumidores residenciales

CREDITOS POR REDUCCIÓN DE EMISIONES	
Toneladas de CO2 ahorradas por MWh generado (Sólo para generación con leña y biomasa)	0.45 ton CO2 / MWh
Valor neto de los créditos	5 US\$/ton
Ingreso neto por MWh generado	2.25 US\$/MWh

Figura 6.6: Créditos por reducción de emisiones

como impuesto al patrimonio.

### Hipótesis específicas para el caso de cogeneración industrial

Los datos de base sobre el consumo de electricidad y calor de proceso del cogenerador se resumen en la figura 6.7.

CONSUMIDOR	
(Energía eléctrica E / Energía térmica Q) consumidas	50%
Se toma un tamaño de caldera de 20 ton vapor/hora y se varía el requerimiento de electricidad de la planta	70%
Se supone un consumidor eléctrico que toma en 30 kV con una tarifa de gran consumidor	
Se supone un factor de carga anual de la electricidad consumida de 70%	igual al del uso de vapor
Rendimiento de la caldera (Q/energía térmica entrante)	85%
Calor latente de vaporización	570 kcal/kg
Consumo horario medio de energía térmica útil (Q)	7980000 kcal/hora
Compra horaria media de energía térmica entrante sin cogeneración	9388235 kcal/hora =
Consumo horario medio de energía eléctrica (E)	3990000 kcal/hora = 4.64 MW
Potencia eléctrica máxima demandada	6.63 MW

Figura 6.7: Datos consumo del cogenerador

Como se ve se supone un factor de utilización (cociente consumo medio anual sobre consumo máximo) tanto de la energía eléctrica como del vapor, del 70%.

Se diseña el proyecto para abastecer el consumo de energía térmica para vapor, comprando el faltante o vendiendo el sobrante de energía eléctrica. Se supone que la potencia instalada de cogeneración es la requerida para generar

el máximo consumo de vapor. Como se ve, no se realiza una optimización del proyecto de cogeneración, que requeriría analizar la eventual conveniencia de suministrar los picos de vapor sin generar la energía eléctrica asociada, en una caldera separada por ejemplo, ahorrando en la inversión en generación eléctrica. Esta optimización permitiría mejorar el proyecto de generación y las rentabilidades obtenidas.

Por lo anterior, en la medida que el factor de utilización de electricidad y vapor sea más próximo a 1, el proyecto de cogeneración resulta más rentable como se observa el análisis, presentadas más adelante. El caso base considerado es un factor de utilización de energía eléctrica y vapor del 70 %.

Los datos de inversión, costos de operación y mantenimiento y rendimiento termodinámico de la generación eléctrica y generación de vapor, que se toman en la cogeneración, son los de la figura 6.8.

	Rendimiento total de cogeneración	Rendimiento eléctrico sobre calor de entrada	Costo de inversión (inc. caldera recuperación) (US\$/kW inst.)	Costo de OyM fijo (US\$/kW.año)	Costo de OyM variable (US\$/MWh)	Relación (G/Q) Elec generada / Calor empleado
TURBINA DE GAS	85%	28.0%	735		4	49%
MOTOR DIESEL	85%	40.0%	995		10	89%
CICLO DE VAPOR	85%	25.0%	1000		5	42%

Se supone una inversión en caldera de recuperación de calor de 150 US\$/kWe instalado  
 Inversión en turbina de gas de 450 US\$/kW instalado FOB más un 30% de costos de flete, costos de internación e instalación  
 El precio FOB de la turbina y el rendimiento son los promedios de los valores de turbinas entre 2 y 5 MW del Gas Turbine 2001-2002 World Handbook  
 Inversión en motor de 650 US\$/kW instalado FOB más un 30% de costos de flete, costos de internación e instalación

Figura 6.8: Datos equipamiento cogeneración

Se supone que el consumidor mantiene la caldera preexistente como respaldo es decir que no hay ahorro de inversión en caldera.

Se supone un costo incremental de operación de personal de 67200 USD/año, originado en la contratación de 4 personas a 1200 USD/mes incluso cargas sociales (14 sueldos al año). Este costo se adiciona como fijo al costo de operación variable de la tabla anterior. En las figuras 6.9 y 6.10 se presentan a modo de ejemplo algunos datos y cálculos técnicos y económicos para el proyecto de cogeneración, para el caso de ciclo de vapor empleando leña.

### Hipótesis específicas para el caso de generación independiente con destino exclusivo a la red

Los datos de inversión, costos de operación y mantenimiento y rendimiento termodinámico de la generación eléctrica que se toman para la generación independiente, son los de 6.11.

Se suponen costos de conexión a la red según 6.12.

En el caso base se supone una distancia del generador a la red de 10 km.



PROYECTO DE COGENERACIÓN				
Se diseña el proyecto para abastecer el consumo de energía térmica, comprando el faltante de energía de la red o vendiendo el sobrante de energía				
Se supone que la potencia instalada de cogeneración es la requerida para generar el máximo consumo de vapor				
Se supone que la empresa puede descontar de inmediato el IVA compra de las inversiones				
Se supone que la empresa no debe incurrir en inversiones en transmisión adicionales				
Tipo de proyecto	CICLO DE VAPOR			
	Rendimiento total de cogeneración	Rendimiento eléctrico sobre calor de entrada	Costo de inversión (inc. caldera recuperación) (US\$/kW inst.)	Costo de Oym variable (US\$/MWh)
	85%	25%	1000	5
Se supone que el consumidor mantiene la caldera preexistente como respaldo es decir que no hay ahorro de inversión en caldera				
Costo incremental de operación de personal				
Costo anual de personal	67200 US\$/año		4 personas a	1200 US\$/mes incluso cargas sociales (14 sueldos al año)

Figura 6.9: Datos cogeneración industrial

### 6.2.3. Sensibilidades de los resultados numéricos

#### Criterio a emplear

Se considera, tanto para la cogeneración, como para la generación independiente, los casos de turbina a gas empleando gas natural, y ciclo de vapor empleando leña. Estos son los casos de mayor interés para realizar sensibilidades, ya que los restantes tienen un resultado muy favorable (ciclo de vapor con residuos de biomasa) o muy desfavorable (los restantes).

El criterio para elaborar el análisis de sensibilidad frente a un cambio de alguna variable relevante es encontrar el valor de la variable que permite obtener una rentabilidad objetivo del 12 % real en 10 años, considerada una rentabilidad mínima razonable para el proyecto.

Además de estas sensibilidades, debe tenerse en cuenta que la hipótesis bajo la cual se realizó este estudio, es que estará disponible el gas natural para la generación eléctrica, a precios en el rango entre 3.5 y 5 USD/MBTU. Si esta hipótesis no se cumpliera, y el sistema interconectado debiese recurrir a otras fuentes con un costo mayor, el análisis realizado no sería válido, y seguramente las distintas modalidades de cogeneración y de generación independiente serían sistemáticamente más rentables.

### 6.2.4. Cogeneración industrial

Ver cuadros 6.5 y 6.6.

#### Generación independiente

Ver cuadros 6.7 y 6.8.

<b>Relación (Energía Eléctrica Generada G /Energía térmica Q) producidas en la cogeneración</b>				<b>42%</b>
Consumo anual de energía térmica (Q)	69904.80	Mkcal =	277405	MBTU
Consumo anual de energía eléctrica (E)	34952.40	Mkcal =	138702	MBTU
	40649.64	MWh		
Generación anual de energía eléctrica (G)	29127.00	Mkcal =	115585.2776	MBTU
	33874.70	MWh		
Compra de energía térmica total en la cogeneración (G+Q)/rendimiento			462341	MBTU
<b>La potencia instalada de generación eléctrica es de</b>	<b>5.52</b>	<b>MW</b>		
Faltante de energía eléctrica a comprar a la red	6774.94	MWh		
Sobrante de energía eléctrica a vender a la red	0.00	MWh		
<b>Inversión total en cogeneración</b>	<b>5.52</b>	<b>MUS\$</b>		
<b>Impuesto al patrimonio</b>			<b>0.5%</b>	de la inversión por año

Figura 6.10: Datos cogeneración industrial

<b>COSTOS DE GENERACIÓN</b>				
	Rendimiento eléctrico sobre calor de entrada pci	Costo de inversión (US\$/kW inst.)	Costo de OyM fijo (US\$/kW.año)	Costo de OyM variable (US\$/MWh)
TURBINA DE GAS	28.00%	735		4
MOTOR DIESEL	40.00%	995		10
CICLO DE VAPOR	25.00%	900		5

Se supone una inversión en caldera de recuperación de calor de 150 US\$/kWe instalado  
Inversión en turbina de gas de 450 US\$/kW instalado FOB más un 30% de costos de flete, costos de internación e instalación  
El precio FOB de la turbina y el rendimiento son los promedios de los valores de turbinas entre 2 y 5 MW del Gas Turbine 2001-2002 World Handbook  
Inversión en motor de 650 US\$/kW instalado FOB más 30% costo de flete, costos de internación e instalación

Figura 6.11: Datos equipamiento generación independiente

## 6.3. Factibilidad de un emprendimiento eólico de venta de energía al sistema eléctrico nacional

### 6.3.1. Introducción

En esta sección se presenta los resultados del estudio de factibilidad de generación de energía eólica por parte de un productor independiente, con el fin de vender la energía a la red eléctrica.

Los cálculos económicos realizados son simplificados y se utilizan precios y costos estimados de la instalación de los emprendimientos y del precio de la energía. Se realizan una serie de sensibilidades que permitirán tener una visión

<b>COSTOS DE CONEXIÓN</b>			
Tensión	Costo por kW instalado (US\$/kW)	Costo por km de distancia (US\$/km)	Pérdidas en % por km de conexión
línea 15	25	15000	0.10%
línea 30	25	30000	0.10%
línea 60	25	50000	0.10%
línea 150	25	60000	0.10%
cable 6	25	30000	0.10%
cable 30	25	100000	0.10%
cable 150	25	350000	0.10%

Figura 6.12: Costos conexión a red

Variable	Valor de la variable en el caso base	TIR a 10 años en el caso base	Valor de la variable para obtener una tasa del 12 % real a 10 años
Inversión inicial	735 USD/kW instalado	6.2 %	565 USD/kW instalado
Precio de venta de la energía a la red	42.6 USD/MWh	6.2 %	47.5 USD/MWh
Factor de utilización de la capacidad de vapor	70 %	6.2 %	84 %
Precio del combustible para el proyecto	5.21 USD/MBTU	6.2 %	4.04 USD/MBTU

Cuadro 6.5: Sensibilidades para cogeneración con turbina a gas, gas mayorista a 3.5 USD/MBTU

de la variación de los resultados si los costos y/o precios son diferentes a los estimados.

Al momento de realizar este trabajo está aprobado el decreto del 13 de Marzo del 2006 que habilita a UTE a comprar energía a generadores independientes basados en fuentes hidráulicas, biomasa y eólica, en contratos de energía de hasta veinte años de plazo. En esas condiciones es que realizamos la presente evaluación.

### 6.3.2. Resultados

El proyecto muestra gran sensibilidad al precio de venta de la energía y al factor de capacidad del parque eólico. Ambos parámetros afectan en forma directa los ingresos del proyecto.

Si se supone que una TIRE (sin financiamiento y antes de impuestos) de 9 % es un límite inferior para considerar el proyecto financiable, desde el punto de vista país, tenemos por una parte que si se consigue obtener de la instalación un factor de capacidad de 40 % el precio de la energía no debiera bajar de 50.6 U\$\$/MWh. Por otra parte si el precio de la energía fuera de 60 U\$\$/MWh, el factor de capacidad tendría que ser por lo menos de 0.34 para lograr dicha

Variable	Valor de la variable en el caso base	TIR a 10 años en el caso base	Valor de la variable para obtener una tasa del 12 % real a 10 años
Inversión inicial	1000 USD/kW instalado	12.7 %	1030 USD/kW instalado
Precio de venta de la energía a la red	42.6 USD/MWh	12.7 %	41.8 USD/MWh
Factor de utilización de la capacidad de vapor	70 %	12.7 %	68 %
Precio del combustible para el proyecto	20 USD/ton =2.19 USD/MBtu	12.7 %	22USD/ton =2.4USD/MBtu

Cuadro 6.6: Sensibilidades para cogeneración con ciclo de vapor a leña, gas mayorista a 3.5 USD/MBTU

Variable	Valor de la variable en el caso base	TIR a 10 años en el caso base	Valor de la variable para obtener una tasa del 12 % real a 10 años
Inversión inicial	585 USD/kW instalado	No existe	No se obtiene para ningún valor positivo de inversión
Precio de venta de la energía a la red	42.6 USD/MWh	No existe	73 USD/MWh
Precio del combustible para el proyecto	5.21 USD/MBtu	No existe	1.7USD/MBtu

Cuadro 6.7: Sensibilidades para generación independiente con turbina a gas, gas mayorista a 3.5 USD/MBTU

una TIRE límite de 9%.

***Resumen de hipótesis.***

- Potencia del parque entre 3MW y 6MW.
- Precio de venta de la energía: Se ha supuesto un el precio mayorista de la energía eléctrica entre 40 y 60 US\$/MWh.
- Costos de inversión: Se consideró un costo de inversión llave en mano de 1000, 1100 y 1200 US\$/kW-instalado.
- Costo del terreno: No se considera.
- Costo de conexión a la red eléctrica: A razón de 25 USD/kW-instalado y 30 kUSD/km-línea de 30kV. Se consideró una línea de 5, 10 y 20 km.
- Factor de capacidad: Se consideraron factores de capacidad<sup>1</sup> de los aero-

<sup>1</sup>El factor de capacidad se define como la razón entre la energía anual generada por el parque (lo cual depende de la curva de potencia del aerogenerador y de los vientos del lugar) y la energía teórica que se obtendría si se generara todo el tiempo la potencia nominal de todos los aerogeneradores del parque.

Variable	Valor de la variable en el caso base	TIR a 10 años en el caso base	Valor de la variable para obtener una tasa del 12 % real a 10 años
Inversión inicial	900 USD/kW instalado	-10.5 %	245 USD/KW instalado
Precio de venta de la energía a la red	42.6 USD/MWh	-10.5 %	58.8 USD/MWh
Factor de utilización de la capacidad de generación	85 %	-10.5 %	No se obtiene ningún factor
Precio del combustible para el proyecto	20 USD/ton =2.19 USD/MBtu	-10.5 %	9.3 USD/ton 1.02 USD/MBtu

Cuadro 6.8: Sensibilidades para generación independiente con ciclo de vapor a leña, gas a 3.5 mayorista a USD/MBTU

generadores de: 30 %, 40 % y 50 %

- Disponibilidad: Se consideró un factor de disponibilidad<sup>2</sup> de : 95 %.
- Los precios se consideraron sin IVA.
- Operación y Mantenimiento: Se consideró como costo anual de Operación y Mantenimiento el 2 % , 4 % y 6 % del costo de inversión.
- La evaluación económica realizada es antes-de impuestos y con tasas calculadas sobre el capital sin financiamiento.
- Valor residual de la inversión al cabo de los 20 años en el que se calcula la TIRE: 0 %, 20 % y 30 %.

**Resumen de resultados del cálculo de sensibilidades.** La tabla 6.9 muestra la sensibilidad al costo del kW instalado del parque generador.

La tabla 6.10 muestra que, considerando un precio de venta de la energía de 60 US\$/MWh, la TIRE esperada en los primeros 20 años del proyecto, antes de impuestos y sin considerar ningún tipo de financiamiento, es de 12.1 % para el proyecto de 6MW y 11.5 % para el proyecto de 3MW. La principal diferencia entre surge por el costo de la línea de conexión que es mejor utilizada en el proyecto de 6MW. Lo relevante es que en ambos proyectos, si se consiguiese un financiamiento a una tasa menor que 11 %, se conseguirá un efecto de apalancamiento sobre el capital propio.

La tabla 6.11 muestra la sensibilidad al Factor de Capacidad del parque. Es notoria la influencia de este parámetro en la TIRE.

La tabla 6.12 muestra la sensibilidad al largo de la línea de 30kV que se supuso es necesario construir para conectar el parque generador a la red.

<sup>2</sup>El factor de disponibilidad se define como la razón entre el tiempo ponderado que los aerogeneradores están disponibles respecto a las horas del año.

La tabla 6.13 muestra la sensibilidad al costo de O&M expresado como % de la inversión. Se observa que la influencia de este costo es importante.

La tabla 6.14 muestra la sensibilidad al precio de venta de la energía. Como se puede ver, para lograr una tasa superior al 9 %, se necesita un precio superior a 50 US\$/MWh. Esta sensibilidad puede utilizarse para estimar el efecto que tendría la posibilidad de obtener “Certificados por reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>” que pudiesen revender. Por ejemplo, si se revenden a 2.25 US\$/MWh generado, sería equivalente a una mejora en el precio de 2.25 US\$/MWh lo que significa una mejora en TIRE de aproximadamente 0.8 %.

La tabla 6.15 muestra la sensibilidad al valor residual de la inversión en el año 21. Como se puede apreciar este parámetro no tienen una gran influencia en el resultado.

Cuadro 6.9: Sensibilidad al costo de los aerogeneradores

<b>Sensibilidad a : <i>Factor de Capacidad</i></b>			
Potencia Instalada eólica	6000	6000	6000 kW
Factor de capacidad eólica	0.30	0.40	0.50 p.u.
Precio de venta	60	60	60.0 USD/MWh
O&M Anual	4%	4%	4% en % de la inv. dir. CIF
Costo unitario por kW instalado (sin IVA import.)	1100	1100	1100 USD/kW-instalado
Largo de línea a construir para conexión 30kV	10	10	10 km
Valor residual de la inversión a fin del año 20	0.20	0.20	0.20 p.u.
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>7.0%</b>	<b>12.1%</b>	<b>16.9%</b>

Cuadro 6.10: Sensibilidad a la potencia instalada

<b>Sensibilidad a : <i>Potencia Instalada</i></b>			
Potencia Instalada eólica	3000	4500	6000 kW
Factor de capacidad eólica	0.40	0.40	0.40 p.u.
Precio de venta	60	60	60.0 USD/MWh
O&M Anual	4%	4%	4% en % de la inv. dir. CIF
Costo unitario por kW instalado (sin IVA import.)	1100	1100	1100 USD/kW-instalado
Largo de línea a construir para conexión 30kV	10	10	10 km
Valor residual de la inversión a fin del año 20	0.20	0.20	0.20 p.u.
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>11.5%</b>	<b>11.9%</b>	<b>12.1%</b>

Cuadro 6.11: Sensibilidad al Factor de Capacidad del parque

<b>Sensibilidad a : <i>O&amp;M</i></b>			
Potencia Instalada eólica	6000	6000	6000 kW
Factor de capacidad eólica	0.40	0.40	0.40 p.u.
Precio de venta	60	60	60.0 USD/MWh
O&M Anual	2%	4%	6% en % de la inv. dir. CIF
Costo unitario por kW instalado (sin IVA import.)	1100	1100	1100 USD/kW-instalado
Largo de línea a construir para conexión 30kV	10	10	10 km
Valor residual de la inversión a fin del año 20	0.20	0.20	0.20 p.u.
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>14.2%</b>	<b>12.1%</b>	<b>9.9%</b>

Cuadro 6.12: Sensibilidad al largo de la línea de conexión

<b>Sensibilidad a : <i>Costo kW-instalado</i></b>			
Potencia Instalada eólica	6000	6000	6000 kW
Factor de capacidad eólica	0.40	0.40	0.40 p.u.
Precio de venta	60	60	60.0 USD/MWh
O&M Anual	4%	4%	4% en % de la inv. dir. CIF
Costo unitario por kW instalado (sin IVA import.)	1000	1100	1200 USD/kW-instalado
Largo de línea a construir para conexión 30kV	10	10	10 km
Valor residual de la inversión a fin del año 20	0.20	0.20	0.20 p.u.
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>13.9%</b>	<b>12.1%</b>	<b>10.6%</b>

Cuadro 6.13: Sensibilidad al costo de O&amp;M

<b>Sensibilidad a : <i>km línea 30kV</i></b>			
Potencia Instalada eólica	6000	6000	6000 kW
Factor de capacidad eólica	0.40	0.40	0.40 p.u.
Precio de venta	60	60	60.0 USD/MWh
O&M Anual	4%	4%	4% en % de la inv. dir. CIF
Costo unitario por kW instalado (sin IVA import.)	1100	1100	1100 USD/kW-instalado
Largo de línea a construir para conexión 30kV	5	10	20 km
Valor residual de la inversión a fin del año 20	0.20	0.20	0.20 p.u.
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>12.5%</b>	<b>12.1%</b>	<b>11.5%</b>

Cuadro 6.14: Sensibilidad al precio de venta

<b>Sensibilidad a : <i>Precio de venta de la energía</i></b>			
Potencia Instalada eólica	6000	6000	6000 kW
Factor de capacidad eólica	0.40	0.40	0.40 p.u.
Precio de venta	40	50	60.0 USD/MWh
O&M Anual	4%	4%	4% en % de la inv. dir. CIF
Costo unitario por kW instalado (sin IVA import.)	1100	1100	1100 USD/kW-instalado
Largo de línea a construir para conexión 30kV	10	10	10 km
Valor residual de la inversión a fin del año 20	0.20	0.20	0.20 p.u.
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>5.2%</b>	<b>8.8%</b>	<b>12.1%</b>

Cuadro 6.15: Sensibilidad al valor residual de las instalaciones

<b>Sensibilidad a : <i>Valor residual de las instalaciones</i></b>			
Potencia Instalada eólica	6000	6000	6000 kW
Factor de capacidad eólica	0.40	0.40	0.40 p.u.
Precio de venta	60	60	60.0 USD/MWh
O&M Anual	4%	4%	4% en % de la inv. dir. CIF
Costo unitario por kW instalado (sin IVA import.)	1100	1100	1100 USD/kW-instalado
Largo de línea a construir para conexión 30kV	10	10	10 km
Valor residual de la inversión a fin del año 20	0.00	0.20	0.30 p.u.
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>11.8%</b>	<b>12.1%</b>	<b>12.3%</b>



### 6.3.3. Principales parámetros del cálculo

La tabla 6.16 muestra los principales parámetros del cálculo económico para el caso del análisis de sensibilidad al precio de venta. La columna que corresponde a un precio de venta de 60 US\$/MWh corresponde al caso base.

Cuadro 6.16: Principales parámetros del cálculo

<b>Sensibilidad a : Precio de venta de la energía</b>			
Potencia Instalada eólica	6000	6000	6000 kW
Factor de capacidad eólica	0.40	0.40	0.40 p.u.
Precio de venta	40	50	60.0 USD/MWh
O&M Anual	4%	4%	4% en % de la inv. dir. CIF
Costo unitario por kW instalado (sin IVA import.)	1100	1100	1100 USD/kW-instalado
Largo de línea a construir para conexión 30kV	10	10	10 km
Valor residual de la inversión a fin del año 20	0.20	0.20	0.20 p.u.
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>5.2%</b>	<b>8.8%</b>	<b>12.1%</b>
<b>Otros parámetros</b>			
Factor de disponibilidad	0.95	0.95	0.95 p.u.
Costo de conexión a la red por kW	25.0	25.0	25.0 USD/kW-instalado
Costo de la línea (30kV) por km	30000	30000	30000 USD/km
<b>Cálculos intermedios</b>			
tendremos una generación promedio de	2280	2280	2280 kW
Energía generada anual	19973	19973	19973 MWh
Venta anual de energía	799	999	1198 kUSD
Inversión directa (CIF sin IVA importación)	6600	6600	6600 kUSD
O&M Anual	264	264	264 kUSD/año
Costo de conexión	150	150	150 kUSD
Costo de la línea	300	300	300 kUSD
Total obras de conexión:	450	450	450 kUSD

### 6.3.4. Flujo de fondos del proyecto

Para el cálculo de la TIRE se supuso un flujo de fondos constante en los 20 años de operación del proyecto, que las inversiones se realizan en el año anterior al de entrada en operación (año 0) y que en el año 21 se venden las instalaciones recibiendo por ellas el valor residual.

La tabla 6.17 muestra el flujo de fondos para el caso base, dónde hemos ocultado los años intermedios por razones de espacio.

Cuadro 6.17: Flujo de fondos del proyecto antes de impuestos para el caso base

<b>Evaluación sin financiamiento y antes de impuestos</b>				...>	<...		
<b>año</b>	0	1	2	3	19	20	21
<b>Inversión (importación)</b>	-6600						1320
<b>Obras de conexión</b>	-450						90
<b>O&amp;M</b>		-264	-264	-264	-264	-264	
<b>Ingresos por ventas</b>		1198	1198	1198	1198	1198	
<b>año</b>	0	1	2	3	19	20	21
<b>flujo netos sin impuestos</b>	-7050	934	934	934	934	934	1410
<b>TIRE (20 años)</b>	<b>12.1%</b>				...>	<...	

## Capítulo 7

# Análisis de propuestas regulatorias para la GD en Uruguay

Como se ha mencionado en capítulos previos, el desarrollo eficiente de la GD en un sistema eléctrico requiere que las regulaciones proporcionen los incentivos adecuados, esto es que reconozcan los beneficios y costos reales que la GD impone al sistema.

La GD reducirá las pérdidas en las redes o disminuirá el uso de las mismas solamente si se localiza y opera en forma adecuada. Lo mismo ocurre con el potencial para regular el voltaje en la red o para aumentar la confiabilidad en el suministro.

La forma en que los promotores de la GD pueden recibir los incentivos correctos para lograr los beneficios deseados es a través de las señales tarifarias.

En los Anexos E y F se presenta un esquema tarifario que tiene en cuenta las pérdidas y el uso de las redes de distribución. Para el caso de las pérdidas se propone utilizar los precios nodales que surgen de considerar las pérdidas marginales en las redes, al igual que se ha venido haciendo en varios países con las redes de transmisión. De la misma forma, se propone la utilización de metodologías de intensidad de uso para asignar el costo de capital de las redes, análogamente al MW-mile utilizado para las redes de alta tensión. Estas metodologías demuestran ser más eficientes que las clásicas del tipo estampillado.

El uso de este esquema en una red típica rural de 30 kV de Uruguay con un generador distribuido de 1 MW produce un ingreso adicional al mismo del orden del 10 % cuando el generador tiene un efecto positivo sobre la red. Como se puede ver en el desarrollo realizado en los Apéndices F y G, el esquema propuesto no solo reconoce los costos y beneficios reales de la GD, sino también los de los usuarios de la red demandantes de potencia. En efecto, aquellos usuarios que tengan un impacto mayor en las pérdidas o en el uso de la red pagarán más que los que produzcan un impacto menor.

El esquema propuesto puede ser utilizado tanto en un mercado eléctrico competitivo (libre compra y venta de energía eléctrica) como en un esquema de comprador único. La variante reside en la implementación práctica.

Con respecto a los requerimientos de conexión de la GD, tanto trabajando en la hipótesis de libre mercado como en la hipótesis de comprador único, debería existir un reglamento que estableciera las condiciones técnicas para tal conexión. En redes de distribución como las de Uruguay, donde el grado de penetración de la GD es incipiente, los requerimientos que se establezcan deberán tender a preservar la red ya que esta ha sido diseñada completamente para abastecer la demanda. En el Apéndice E se dan los lineamientos de un reglamento bajo este concepto. En una evolución posterior de desarrollo de la GD esta filosofía debería cambiar tendiendo a considerar la red de distribución en forma activa (al igual que lo es la red de transmisión) en lugar de tratarla de forma pasiva (concepción actual). En un esquema con estas características ya es posible hacer participar también a la GD en los servicios auxiliares como la regulación de tensión.

## Capítulo 8

# Conclusiones finales

La Generación Distribuida presenta beneficios potenciales para las redes de distribución y para el sector eléctrico, tal como se discutió en los Capítulos 2 y 3. El análisis FODA realizado en el Capítulo 4 muestra que la GD se ubica en la región Fortalezas-Oportunidades, lo cual se traduce en un escenario de desarrollo de la misma en los próximos años en el Uruguay.

Sin embargo, la ponderación realizada sobre las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas dan como resultado una ubicación tenue de la GD en dicho escenario de desarrollo. Se observa que todavía existen barreras a su desarrollo, tales como la inexistencia de regulaciones particulares, de políticas de promoción específica o de un mercado de energía eléctrica. Empero, debe aclararse que recientemente, mientras se escribe este trabajo, UTE ha realizado un llamado para la compra de energía eléctrica proveniente de GD a partir de fuentes alternativas de energía (biomasa, eólica y minihidráulica) al amparo del Decreto 77/ 2006 del Poder Ejecutivo. Este hecho estaría indicando los primeros pasos hacia el desarrollo de la GD en el Uruguay. Debe resaltarse que parte del equipo técnico involucrado en este llamado ha participado activamente en este Proyecto PDT, el cual ha permitido realizar una transferencia práctica y muy valiosa del conocimiento generado hacia el sector eléctrico nacional.

A pesar de que entonces estarían apareciendo las primeras señales de una política energética que apoya el desarrollo de la GD renovable, todavía resta por implementar regulaciones específicas a nivel tarifario que reconozcan los costos y beneficios reales de la GD, tal como se propone en el Capítulo 7 de este trabajo. Pero todo parece indicar que el grado de penetración de la GD en el Uruguay se irá incrementando en el correr de los próximos años.

## Apéndice A

# Impacto de la Generación Distribuida (GD) en las pérdidas técnicas de red

### A.1. Objetivo

Estudiar el impacto que produce en el nivel de pérdidas técnicas la penetración de GD en una red de Media Tensión (MT).

### A.2. Red de estudio

La red utilizada para las simulaciones, fue la salida 13 de la Subestación 3014 de Piriápolis. La misma consta de 9 nodos (nodo de generación + 8 nodos de demanda), 8 arcos y su tensión nominal es 15 kV. Cada una de los nodos de demanda tiene asociada una Subestación, cuya carga fue modelada como resistiva inductiva con un  $[\cos \varphi = 0,92]$ .

Las peculiaridades de la zona determinan (zona turística por excelencia) una curva de demanda diferenciada en función de la época del año que se estudie. En particular, verano presenta el pico de consumo anual, en tanto las otras estaciones tienen un consumo prácticamente invariante entre sí.

La otra característica importante de la red, que se reflejará luego en al momento de interpretar los resultados obtenidos, es la importante asimetría en lo referente a la carga en cada una de las subestaciones o nodos. En la Figura A.1 se observa la topología de la red de estudio.

En la Tabla A.2 se muestra el peso específico de cada subestación respecto a la carga total de la red.

PE: porcentaje de la energía consumida en el año por la subestación, respecto a la salida.

PPPA: porcentaje en el pico de potencia anual de la subestación respecto a la salida.

Por carecer de la curva de carga de cada una de las subestaciones que componen la red, fue necesario construir a partir de los datos disponibles la curva de carga para cada una de ellas. Los datos disponibles fueron la curva de carga de la salida (para cada estación del año, en intervalos de 15'), el porcentaje de energía consumida por cada subestación respecto del total de la salida, y la potencia máxima de cada subestación en el año.

La decisión adoptada fue modelar la curva de carga de cada subestación como una homotecia de la curva de carga de la salida, ponderando simultáneamente la potencia y la energía mediante un MIX. En lugar de 15' se optó por una hora como período de muestreo.

El MIX se fijó atribuyendo un 70% del peso a la energía y un 30% del peso a la potencia. En el ANEXO 2 se ilustra los valores de consumo para cada subestación durante los diferentes períodos del año.

Es notorio que el Nodo 4 (subestación 101), posee un peso específico claramente superior al de las otras, detalle no menor, sobre el cual se hará hincapié posteriormente.

### A.3. Metodología

Se asumió una curva de generación constante durante todo el día para los generadores con un  $[\cos \varphi = 0, 92]$  (generador sincrónico), en el rango de 0 a 600 kW con pasos de 100 kW en la planta generadora en cada caso (0, 100, 200, 300, 400, 500 y 600 kW de potencia firme instalada).

#### A.3.1. Modelado de la demanda

La demanda se modeló de acuerdo a ocho casos posibles, discriminando según estación del año y si el día era laborable o fin de semana. Por el anterior modelo se desprenden los siguientes ocho casos posibles:

- día laborable verano
- día no laborable verano
- día laborable otoño
- día no laborable otoño
- día laborable invierno
- día no laborable invierno
- día laborable primavera
- día no laborable primavera

En una primera instancia se definieron dos criterios mediante los cuales estudiar el impacto que provocaría la introducción de GD en la red:

1. Grado de penetración de la GD en la red (GP)
2. Nivel de dispersión de la GD en la red (ND)

El GP para una red dada queda definido por la siguiente ecuación (1):

$$GP = \frac{P_{NfirmeinstaladaGD}}{PotenciaPicoDemandada}$$

El ND en cambio se calcula de la siguiente forma;

$$ND = 100 * \frac{N_{nodosconGDinstalados}}{N_{totaldenodosdelared}}$$

## A.4. Grado de penetración

A partir del escenario 0 sin GD en la red se fue incrementando la penetración de la misma en un nodo dado de pasos de 100 kW, hasta 600 kW (la potencia pico anual es 1372 kW).

En todos los casos (para diferentes nodos), las pérdidas presentaban un andamio del estilo "bathtub curve", a continuación se presentan los gráficos A.3 A.4:

Repitiendo las simulaciones para el nodo 8 los resultados obtenidos son:

En ambos casos se observa un comportamiento similar de las curvas, percibiéndose si una diferencia respecto al valor óptimo del GP. En ello influyen dos aspectos que en esta instancia no se consideran como son la localización de las cargas (a qué distancia de la barra slack se encuentra la demanda, y el peso de la demanda en el nodo respecto de la demanda total, estos otros dos factores van luego a ser estudiados).

Si desglosamos los consumos según la estación del año, calculando 4 GP's distintos, uno para cada estación (Potencia nominal instalada/Potencia pico demandada en la estación), podemos observar nuevamente el mismo andamio en las curvas, pronunciándose una gran diferencia en la potencia nominal óptima a instalar, lo cual era lógico suponer. En la Gráfica A.5 se puede observar para el caso de Otoño instalando GD en el Nodo 4 que el óptimo se produce para un  $[GP = 0, 6]$ , estando el pico de demanda en el entorno de los 504 kW, resultando por lo tanto una potencia de 300 kW la óptima a instalar en dicho nodo para dicha estación del año.

Análoga es la situación invierno o primavera, con los valores simulados, las pérdidas alcanzan su mínimo y pasan al tramo ascendente de la curva, no siendo así para verano, cuando el pico de demanda se sitúa en los 1372 kW y por lo tanto, con los valores elegidos para la simulación (de 0 a 600 kW con pasos de 100 kW), no se alcanza el GP óptimo. La Gráfica A.6 ilustra este fenómeno.

Si se discrimina por estación, se puede observar que el nivel óptimo de penetración está en el entorno del 50 % al 60 % (200 a 300 kW nominales instalados) en los tres casos (otoño, invierno y primavera, en las cuales el pico de demanda ronda los 500 kW). Si los resultados fueran coherentes es de esperar que una potencia instalada del entorno de 700 a 800 kW sea la que minimiza las pérdidas en verano. En las pérdidas totales del año, el peso de tres estaciones respecto del verano produce un efecto ancla que hace que el óptimo anual se ubique en el entorno de los 400 kW). La Gráfica A.7 es refleja el efecto ancla.



## A.5. Conclusiones

El nivel de pérdidas decrece con la penetración de la GD hasta cierto valor en el cual se optimiza, para luego volver a incrementarse. La localización de la GD influye en la optimización de las pérdidas.

## A.6. Nivel de dispersión

El otro ítem que abordaremos en esta instancia será la evaluación de la importancia de la descentralización de la potencia instalada.

La simple intuición nos lleva a pensar que en la medida que más atomizada se encuentre la GD, siendo ésta menor a la demanda, menores serán los índices de pérdidas, dado que la generación será mucho más cercana al punto aún. El caso extremo sería suponer que una red generara la cantidad suficiente de energía para satisfacer la demanda local de su nodo con un alto índice de confiabilidad. En este caso, el soporte físico de interconexión (la red) deja de tener sentido de existir ya que a través de ella no circularía energía, siendo la misma consumida en el mismo punto de generación.

En este caso, se simuló para cuatro posibles niveles de dispersión:

$$ND = 0\% \text{singenerador}$$

$$ND = 12,5\% \text{ungenerador}$$

$$ND = 50\% \text{cuatrogeneradores}$$

$$ND = 100\% \text{ochogeneradores}$$

En cada uno de los casos, se instaló en cada nodo una potencia proporcional al consumo del nodo. Los nodos elegidos para la instalación fueron:

En la Tabla A.10 se muestran los resultados numéricos de la Gráfica A.9.

Los resultados, si bien al principio muestran ciertas ambigüedades, en el caso de ser analizados con un mayor detenimiento conciben con lo esperado.

Claro está que en el caso que  $ND = 12.5\%$ , las pérdidas son mayores al incrementarse la potencia instalada, respecto a los casos en los cuales  $ND$  es mayor (se observa que para potencias por encima de 300 kW, las pérdidas son menores si el nivel de dispersión es mayor, zona inferior de la tabla). Cabe destacar que en este caso, el nodo elegido fue el de mayor consumo, lo cual optimiza el rendimiento de la generación en lo referido a pérdidas (instalar el generador en el nodo de mayor consumo mejora los niveles de pérdidas que hacerlo en una subestación de consumo bajo, dado que en definitiva lo que se está logrando es una menor circulación de energía a través de la red).

Si observamos con detenimiento, para los casos en que  $ND = 50\%$  y  $100\%$ , las pérdidas son menores cuanto mayor es  $ND$  (de 100 a 400 kW instalados

se aprecia el efecto), salvo en los dos escalones superiores de potencia (500 y 600 kW) donde las pérdidas . Este fenómeno se debe a que en la medida que incrementamos la potencia instalada, los nodos o subestaciones de menor consumo (p. Ej. Nodo 8, subestación 197), pasan a convertirse en exportadores de energía, lo cual es contraproducente, principalmente si éstos están aguas abajo, dado que la red fue diseñada con una concepción de circulación en sentido contrario de la energía, lo que hace que los cables sean de menor sección y por ende, de mayor resistencia en la medida que se alejan del nodo principal (Nodo 1).

## A.7. Conclusiones

A diferencia del caso anterior, no se puede hacer una afirmación tan tajante respecto a que un mayor NIVEL de DISPERSIÓN, determine una mejora en el uso de la red. En este caso, otros parámetros como el peso específico de cada nodo y su localización en la red, desempeñan un papel de singular trascendencia. La topología de la red también juega un rol preponderante. Sin embargo, puede decirse que en la medida que la red tenga una mayor regularidad (cargas más equilibradas en cada subestación, en este caso el ideal sería un 12.5% de la demanda total para cada subestación), y un diseño que esté pensado no con la clásica concepción de las redes eléctricas, en las cuales la energía va en el sentido de las altas a las bajas tensiones, si se puede concluir que un mayor ND optimiza el uso de la red.

## A.8. Tensión

En ninguno de los casos estudiados se detectó una salida de la banda de +/- 5% respecto de la tensión nominal en ningún punto de la red.

En la Gráfica A.11 se ilustra el comportamiento de las tensiones extremas en verano para los nodos con mayor y menor tensión de la red. La m indica mínimo, la M máximo, la segunda letra es la inicial de la estación del año y las últimas dos discriminan según sea o no fin de semana (fs) o día de semana (ds).

Se observa de los resultados que el máximo en tensión se produce en el nodo en el cual se instala la GD (Nodo 4 en este caso), y en general, la introducción de GD sube el rango de tensiones.

En la Gráfica A.12, en la que se analiza el caso ND = 100, nuevamente los perfiles de tensión se comportan de acuerdo a lo mencionado anteriormente.

## A.9. Corriente

Los resultados obtenidos a través de las simulaciones verifican la existencia de un alivio en la red en la medida que la potencia firme instalada va alcanzando el valor óptimo. Es importante destacar, que ya en el caso original (sin GD),

todos los arcos ostentaban una redundancia por demás apreciable, la cual en la mayoría de los casos se ve incrementada.

Como se puede apreciar en la Tabla del ANEXO A.19, la capacidad de los cables excede con creces la solicitud de los mismos en las cuatro estaciones del año. La hora de la verdad (momento de mayor exigencia) es durante el verano y es por este motivo que se presentarán valores solamente en este caso.

Los Arcos identificados como críticos dada la topología de la red son el 1 y 5. De acuerdo a la Figura A.1, el Arco 1 es el que vincula la red de estudio con el resto del sistema, por lo tanto, netea la energía consumida con la energía producida dentro de la red. Es por este motivo que este nodo siempre notará cambios en la magnitud de la corriente en la medida que varíe la potencia nominal instalada. Incluso, en el caso que la potencia nominal instalada supere la demanda total de la red, ésta se convertirá en exportadora en lugar de importadora de energía, efecto reflujo (p. Ej. Entre las 3:00 y las 8:00 am en el caso que la potencia instalada fuera 600 kW, ver tabla ANEXO A.20).

El Arco 5 está próximo al baricentro geométrico de la red, aguas abajo del mismo se encuentra un 25 % de la demanda total, y tiene como uno de sus nodos extremos al 4, que corresponde aproximadamente al 50 % de la demanda (subestación 101, ver Tabla A.2).

A continuación, en la Gráfica A.13 se muestra la variación de la corriente a través del Arco 1 para potencias instaladas 0, 200 y 600 kW en el Nodo 4 (subestación 101).

Claramente se percibe que incluso en el caso de mayor solicitud, la corriente que circula por el cable no excede el 20 % de la nominal.

También se puede observar el efecto reflujo entre las 3:00 y las 8:00, cuando la curva amarilla (600 kW) exhibe un andamio diferente a la de sus pares.

Si guiendo en el caso que se instale un generador en el Nodo 4, la corriente en el Arco 5 será la mostrada por la Gráfica A.14.

En este caso, no se produce el efecto reflujo, el sentido de la energía no cambia para ninguna de las potencias instaladas, y las curvas son prácticamente las mismas, dado que como no hay generación aguas abajo de este Arco (la generación está ubicada en el Nodo 4), la red ve en forma transparente para ese tramo la presencia o no de generación interna.

La máxima solicitud nuevamente dista mucho de la capacidad del cable (no alcanza el 15

Veamos que sucede si el generador se instala en el Nodo 8. El Arco 1 presentará el mismo comportamiento que en el caso anterior, no siendo así el Arco 5, dado que ahora la sub red aguas debajo de éste (Nodos 5, 6, 7 y 8, o subestaciones 198, 152, 222 y 197), dejará en algunos lapsos de ser exportadora pasará a ser importadora si la potencia instalada es de 200 kW. Es por ello que la curva en fucsia presenta tramos con comportamiento como la curva amarilla (600 kW), a grandes rasgos en el horario de 2:00 a 19:00, cuando la sub red es exportadora porque el consumo es menor a los 200 kW, y durante el resto del día sucederá lo contrario, asemejándose a la curva azul (sin generación), en el resto del horario.

Las Gráficas A.15 y A.16 ilustran lo expresado.

Si enfocamos el estudio desde el punto de vista del NIVEL de DISPERSIÓN, los resultados no muestran mayores innovaciones a lo anteriormente mencionado.

En el caso de una dispersión en 4 nodos, se simuló con generación en los Nodos 2, 4, 6 y 8, siendo la potencia firme instalada en cada uno de ellos proporcional a la demanda. En este caso, la sub red aguas abajo del Arco 5 nunca se convierte en exportadora, considerando que las dos subestaciones asociadas (152 y 197) son las de menor demanda y por ende, la potencia no alcanzará para abastecer la demanda de los Nodos 5, 6, 7 y 8.

En cambio, en el caso de generación en los 8 nodos (equivalente a decir  $ND = 1$ ), la situación se modifica, y en el caso que la potencia instalada sea 600 MW, tanto la red como la sub red exportan energía.

La curva de corriente en el caso de 600 kW difiere en algunos tramos (momento en el cual el sentido de la potencia se invierte).

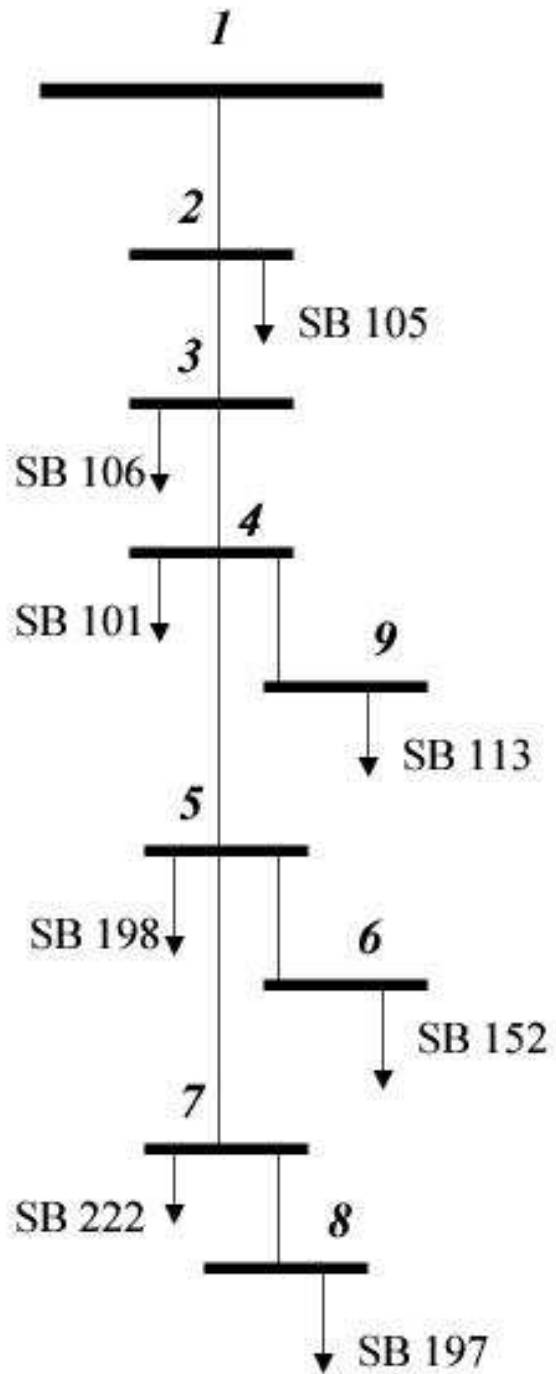


Figura A.1: Topología de la red de estudio

SUBESTACIÓN	PE	PPPA	MIX		F SB_ES T
			ENERGÍA	POTENCIA	
105	10.3	10.9	0.7	0.3	10.48
197	3.2	1.5	0.7	0.3	2.69
152	0.2	0.2	0.7	0.3	0.2
198	13.3	11.9	0.7	0.3	12.88
113	11.1	12.1	0.7	0.3	11.4
222	10.9	9.5	0.7	0.3	10.48
101	44	47.4	0.7	0.3	45.02
106	7	6.5	0.7	0.3	6.85

Figura A.2: Peso de cada subestación

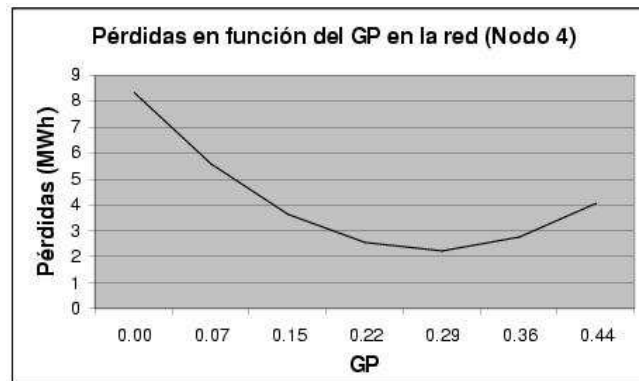


Figura A.3: Pérdidas totales en función de la potencia nominal instalada en el Nodo 4

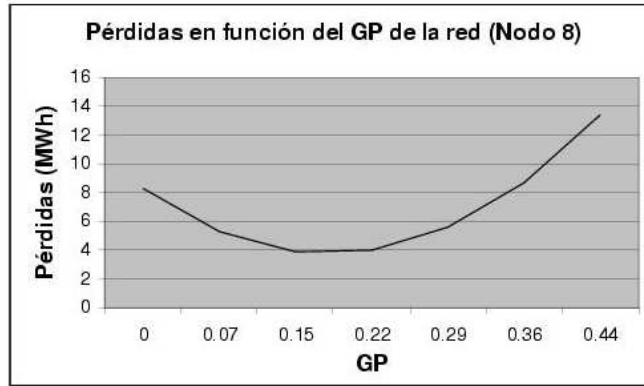


Figura A.4: Pérdidas totales en función de la potencia nominal instalada en el Nodo 8

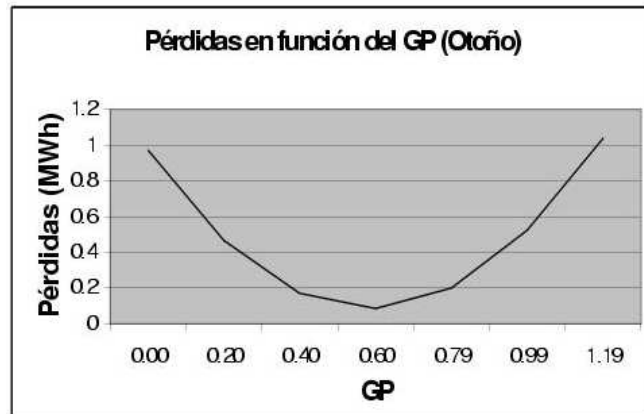


Figura A.5: Pérdidas en función del GP para Otoño

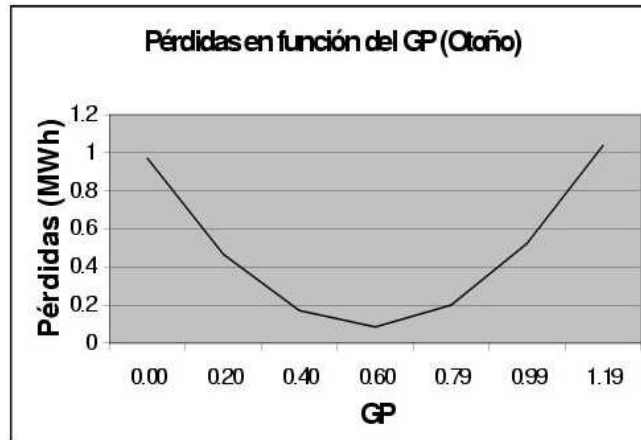


Figura A.6: Pérdidas en función del GP para Verano

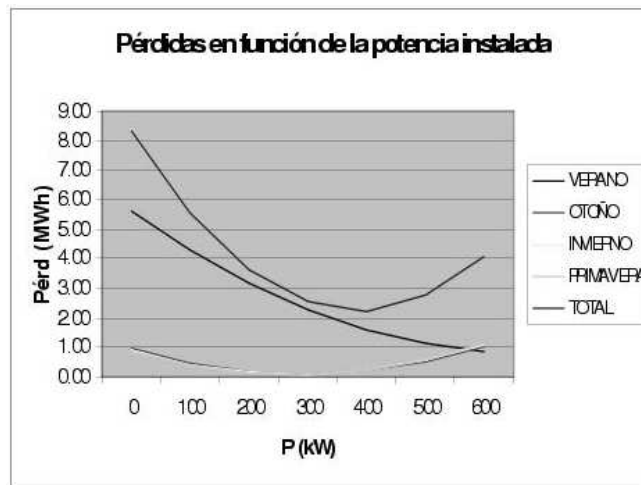


Figura A.7: Efecto ancla



ND (%)	NODOS
0	ninguno
12.5	4
50	2, 4, 6 y 8
100	todos

Figura A.8: Nodos elegidos para el ND

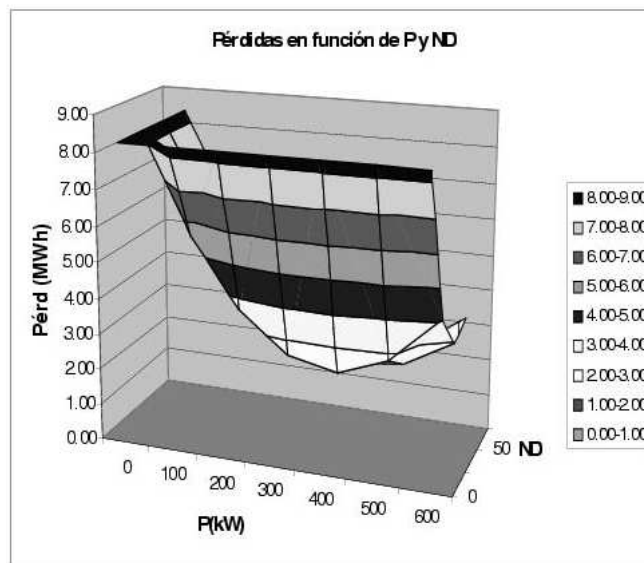


Figura A.9: Pérdidas en función de la potencia instalada y el nivel de dispersión

	<b>ND (%)</b>	<b>0</b>	<b>12.5</b>	<b>50</b>	<b>100</b>
<b>P (kW)</b>					
<b>0</b>		<b>8.33</b>	<b>8.33</b>	<b>8.33</b>	<b>8.33</b>
<b>100</b>		<b>8.33</b>	<b>5.57</b>	<b>5.71</b>	<b>5.62</b>
<b>200</b>		<b>8.33</b>	<b>3.64</b>	<b>3.79</b>	<b>3.65</b>
<b>300</b>		<b>8.33</b>	<b>2.52</b>	<b>2.54</b>	<b>2.42</b>
<b>400</b>		<b>8.33</b>	<b>2.23</b>	<b>1.99</b>	<b>1.91</b>
<b>500</b>		<b>8.33</b>	<b>2.76</b>	<b>2.12</b>	<b>2.15</b>
<b>600</b>		<b>8.33</b>	<b>4.09</b>	<b>2.94</b>	<b>3.11</b>

Figura A.10: Pérdidas (MWh) en función de la potencia firme instalada y ND

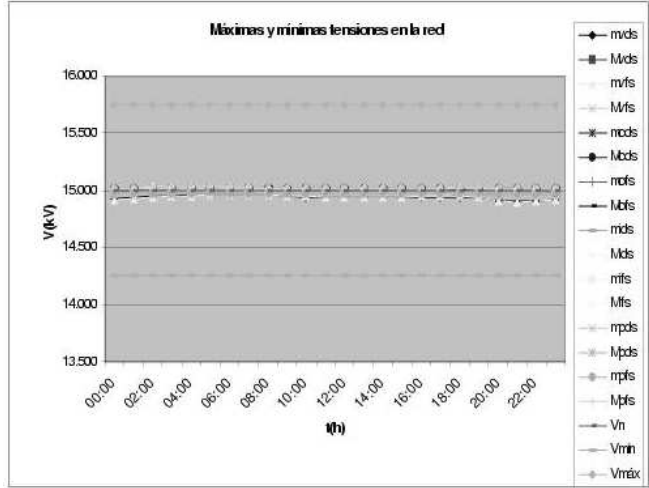


Figura A.11: Perfiles de tensión, generación en el Nodo 4 únicamente

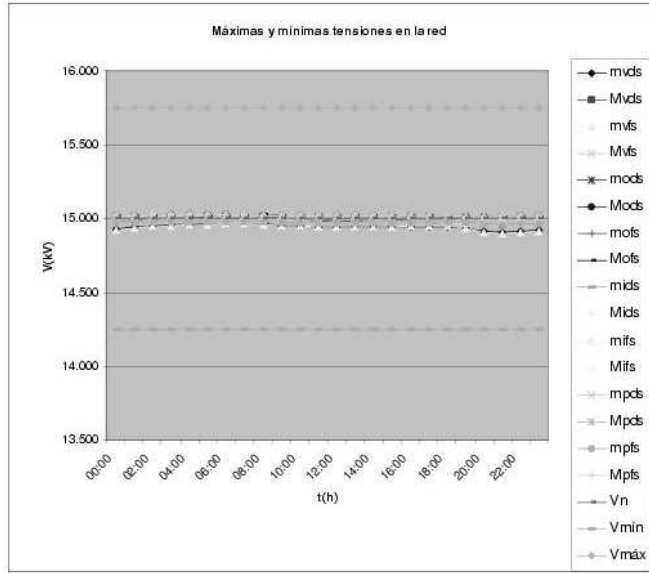


Figura A.12:

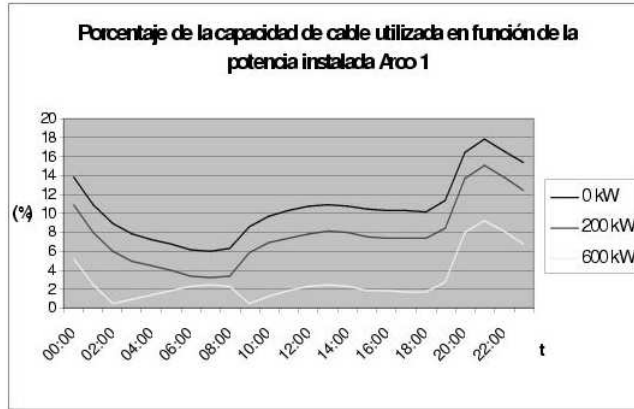


Figura A.13: Variación de la corriente en el Arco 1 en función de la potencia instalada en el Nodo 4

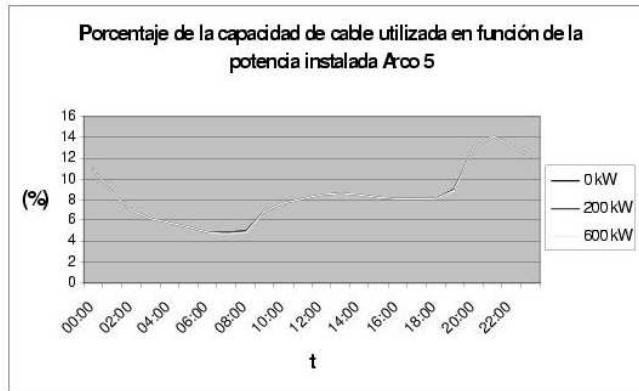


Figura A.14: Variación de la corriente en el Arco 1 en función de la potencia instalada en el Nodo 4

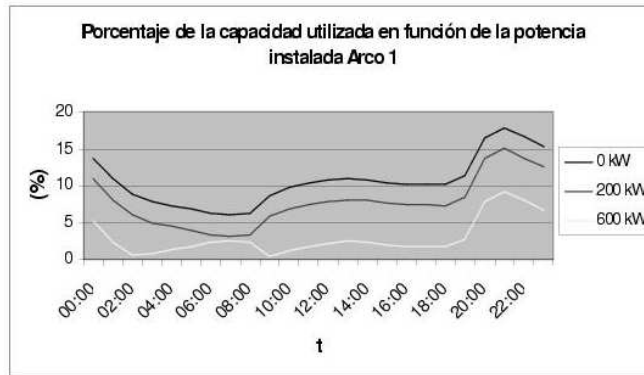


Figura A.15: Utilización del Arco 1 en función de la potencia instalada en el Nodo 8

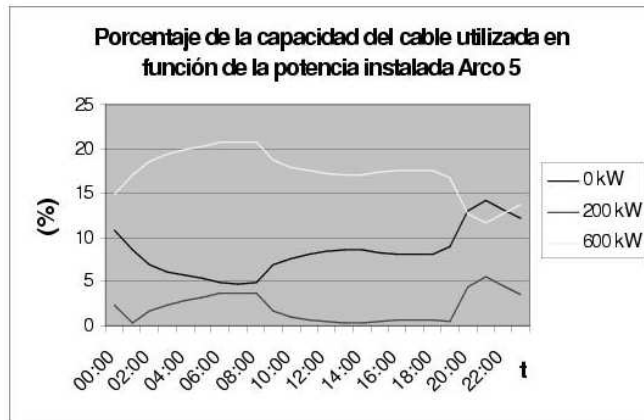


Figura A.16: Corriente por el Arco 5 en función de la potencia instalada

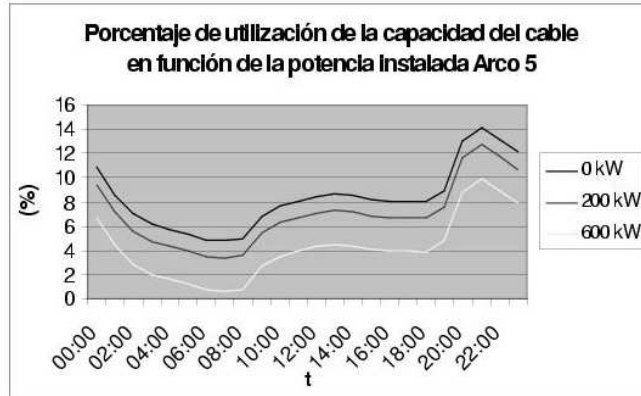


Figura A.17: Utilización del Arco 5 para un ND de 0.5

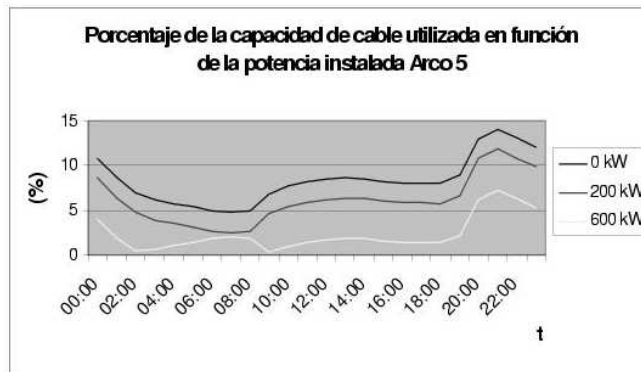


Figura A.18: Comportamiento del Arco 5 con ND = 1

### A.9.1. ANEXO 1. Características de la red

<i>ARCO</i>	<i>CABLE</i>	<i>Longitud (m)</i>	<i>Resistencia (ohm/km)</i>	<i>Inductancia (Hy/km)</i>	<i>Capacidad (A)</i>
1	120 CAPI	430	0.175	0.0926	300
2	70 CAPI	550	0.305	0.095	220
3	120 CAPI	190	0.175	0.0926	300
4	25 CAPI	213	0.884	0.103	100
5	25 CAPI	516	0.884	0.103	100
6	25 CAPI	515	0.884	0.103	100
7	240 XLPE	323	0.161	0.093	432
8	240 CAPI	243	0.087	0.1	360

Figura A.19: Datos de la red

### A.9.2. ANEXO 2. Curvas de carga

	<b>3014_S 13</b>	<b>105</b>	<b>197</b>	<b>152</b>	<b>198</b>	<b>113</b>	<b>222</b>	<b>101</b>	<b>106</b>
<b>00:00</b>	983.81	103.10	26.46	1.97	126.71	112.15	103.10	442.91	67.39
<b>01:00</b>	781.36	81.89	21.02	1.56	100.64	89.08	81.89	351.77	53.52
<b>02:00</b>	636.12	66.67	17.11	1.27	81.93	72.52	66.67	286.38	43.57
<b>03:00</b>	558.74	58.56	15.03	1.12	71.97	63.70	58.56	251.55	38.27
<b>04:00</b>	521.05	54.61	14.02	1.04	67.11	59.40	54.61	234.57	35.69
<b>05:00</b>	486.22	50.96	13.08	0.97	62.62	55.43	50.96	218.90	33.31
<b>06:00</b>	444.49	46.58	11.96	0.89	57.25	50.67	46.58	200.11	30.45
<b>07:00</b>	434.71	45.56	11.69	0.87	55.99	49.56	45.56	195.71	29.78
<b>08:00</b>	446.96	46.84	12.02	0.89	57.57	50.95	46.84	201.22	30.62

Figura A.20: Ejemplos de consumo de las subestaciones en las diferentes estaciones del año y según el tipo de día. Las potencias están en kW. Verano día laborable



<b>09:00</b>	621.49	65.13	16.72	1.24	80.05	70.85	65.13	279.79	42.57
<b>10:00</b>	696.53	73.00	18.74	1.39	89.71	79.40	73.00	313.58	47.71
<b>11:00</b>	736.82	77.22	19.82	1.47	94.90	84.00	77.22	331.72	50.47
<b>12:00</b>	770.11	80.71	20.72	1.54	99.19	87.79	80.71	346.70	52.75
<b>13:00</b>	785.38	82.31	21.13	1.57	101.16	89.53	82.31	353.58	53.80
<b>14:00</b>	774.20	81.14	20.83	1.55	99.72	88.26	81.14	348.55	53.03
<b>15:00</b>	746.67	78.25	20.09	1.49	96.17	85.12	78.25	336.15	51.15
<b>16:00</b>	735.88	77.12	19.80	1.47	94.78	83.89	77.12	331.29	50.41
<b>17:00</b>	731.77	76.69	19.68	1.46	94.25	83.42	76.69	329.44	50.13

Figura A.21: Ejemplos de consumo de las subestaciones en las diferentes estaciones del año y según el tipo de día. Las potencias están en kW. Verano día laborable

<b>18:00</b>	729.92	76.50	19.63	1.46	94.01	83.21	76.50	328.61	50.00
<b>19:00</b>	812.73	85.17	21.86	1.63	104.68	92.65	85.17	365.89	55.67
<b>20:00</b>	1178.88	123.55	31.71	2.36	151.84	134.39	123.55	530.73	80.75
<b>21:00</b>	1277.38	133.87	34.36	2.55	164.53	145.62	133.87	575.08	87.50
<b>22:00</b>	1190.70	124.79	32.03	2.38	153.36	135.74	124.79	536.05	81.56
<b>23:00</b>	1095.29	114.79	29.46	2.19	141.07	124.86	114.79	493.10	75.03

Figura A.22: Ejemplos de consumo de las subestaciones en las diferentes estaciones del año y según el tipo de día. Las potencias están en kW. Verano día laborable

## Apéndice B

# Flujo de carga en redes de distribución con GD

### B.1. Introducción

Como parte del estudio de fortalezas y debilidades de la generación distribuida, es importante cuantificar el impacto en el diseño y operación de las redes de transporte y distribución y también en el suministro de energía y las pérdidas asociadas. Para eso es necesario contar con modelos precisos y herramientas eficientes de cálculo de los parámetros relevantes del funcionamiento de las redes eléctricas, que permitan simular las condiciones de operación en casos reales, para distintos estados de carga y configuraciones de los generadores distribuidos.

En este documento se presenta un procedimiento iterativo para la resolución de flujos de carga en redes radiales, con el que se pueden determinar las variables relevantes para el diseño de la red, en particular las corrientes, caídas de tensión y pérdidas en las líneas. El software correspondiente, desarrollado en el ambiente Matlab, está diseñado para manejar en forma eficiente los cambios en las cargas conectadas a la red, así como las variantes en los conductores usados. También se desarrollan fórmulas matriciales asociadas al estudio de sensibilidad de algunos parámetros, entre ellos las pérdidas y las caídas de tensión, al considerar variaciones en la potencia generada por el generador distribuido.

### B.2. El modelo de la red

Se supone un sistema eléctrico en régimen, equilibrado, sinusoidal y sin anomalías. La red se puede modelar como un grafo  $(V,E)$  compuesto de un conjunto  $V$  de nodos que representan las barras, y un conjunto de arcos que representan las líneas. Los arcos están definidos como parejas ordenadas de nodos distintos entre sí<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup>El orden de los nodos define el sentido del arco, en el que los flujos se tomarán positivos.

Las ecuaciones son las del flujo de cargas, en forma compleja, son:

$$\left[ \begin{aligned} i(k) &= \sum_{h \in H_k^{in}} f(h) - \sum_{h \in H_k^{out}} f(h), \forall k \in V(1a) \\ [v(k) \text{conj}(i(k)) &= s(k) = p(k) + jq(k), \forall k \in V(1b)] \\ [v(k_{h,ini}) - v(k_{h,fin}) &= (r(h) + jx(h))f(h), \forall h \in E(1c)] \end{aligned} \right]$$

donde

$[i(k)]$  es la corriente de carga (compleja) en el nodo  $k$ ,  $[f(h)]$  es la corriente (compleja) en el arco  $h$ ,  $[v(k)]$  es el voltaje (complejo) en el nodo  $k$ ,  $[\text{conj}(z)]$  es el conjugado del número complejo  $z$ ,  $[s(k)]$  es la potencia de carga externa (compleja) en el nodo  $k$ , siendo  $p(k), q(k)$  las potencias<sup>2</sup> activa y reactiva respectivamente,  $[r(h), x(h)]$  son la resistencia y reactancia del arco  $h$ ,  $[H_k^{in}, H_k^{out}]$  son los conjuntos de arcos entrantes y salientes del nodo  $k$ .

La ecuación (1a) corresponde al balance de corriente en cada nodo, la ecuación (1b) impone la relación entre voltaje, corriente y potencia en cada nodo, y la ecuación (1c) indica que la corriente en cada arco es proporcional a la diferencia de voltaje entre los nodos extremos del arco. Todas las magnitudes están expresadas en "por unidad".

En las ecuaciones los datos e incógnitas del problema son los de la figura B.1.

	Nodos PQ	Nodos PV	Nodo flotante	Arcos
Datos	$p, q$	$p, \text{mód}(v)$	$v$	$r, x$
Incógnitas	$v, i$	$q, \text{arg}(v), i$	$p, q, i$	$f$

Figura B.1: Datos e incógnitas del problema

En forma matricial, las ecuaciones (1a), (1b), (1c) se escriben como

$$\begin{aligned} [i &= A^T f(2a)] \\ [v \cdot \text{conj}(i) &= p + jq(2b)] \\ [Av &= -(r + jx) \cdot f(2c)] \end{aligned}$$

<sup>2</sup>Un valor positivo de  $p, q$  corresponde a un consumo que extrae potencia de la red, mientras que un valor negativo corresponde a una generación que inyecta potencia en la red.

donde  $A$  es la matriz de incidencia arco-nodos<sup>3</sup>. y la notación vectorial  $[u. * v]$  indica la operación coordenada a coordenada.

En el caso particular de una red de distribución el grafo es un árbol, en donde  $[n_{nod} = n_{arc} + 1]$  y el nodo raíz  $[k_{root}]$  coincide con la barra de la estación de transformación de cabecera. Ese es el nodo flotante, en que el voltaje es un valor  $[v_0]$  dado, y suponemos que los demás nodos son todos del tipo PQ, en que las cargas  $[p, q]$  (negativas si corresponden a generación) y el voltaje  $[v]$  es incógnita.

Indicaremos como  $[V_{nr}]$  el conjunto de nodos que no son la raíz (o sea que  $[V = \{k_{root}\} \cup V_{nr}]$ ) y usaremos una notación correspondiente para los vectores  $[v]$ ,  $[i]$  y para la matriz  $A$ :

$$[v = (v_{root}, v_{nr}), i = (i_{root}, i_{nr}), A = (A_{root}, A_{nr})]$$

donde  $[v_{root} = v_0]$  que es un dato del problema,  $[A_{root}]$  es la columna de  $A$  y  $[A_{nr}]$  es la matriz cuadrada obtenida al retirar esa columna, la que se puede probar que es invertible<sup>4</sup>.

Las ecuaciones (2a), (2b), (2c) pueden escribirse como

$$\begin{aligned} [i_{root} &= A_{root}^T f(3a)] \\ [i_{nr} &= A_{nr}^T f(3b)] \\ [v_0 \text{conj}(i_{root}) &= p_{root} + jq_{root}(3c)] \\ [v_{nr} * \text{conj}(i_{nr}) &= p_{nr} + jq_{nr}(3d)] \\ [A_{root} v_0 + A_{nr} v_{nr} &= -Rf(3e)] \end{aligned}$$

donde  $[R]$  es una matriz diagonal, con el vector  $[(r + jx)]$  en la diagonal. Para hallar  $[v_{nr}, i_{nr}, f]$  podemos concentrarnos en la resolución de las ecuaciones (3b), (3d), (3e), ya que luego las ecuaciones (3a) y (3c) permiten hallar la intensidad y las cargas en el nodo raíz a partir de los flujos  $[f]$  en las líneas. Llamando  $[A_2 = (A_{nr}^T)^{-1}]$  podemos despejar  $[f]$  en (3b) obteniendo  $[f = A_2 i_{nr}(4)]$

Sustituyendo en (3e) tenemos  $[A_{root} v_0 + A_{nr} v_{nr} = -R A_2 i_{nr}]$  y luego  $[v_{nr} = A_{nr}^{-1}(-A_{root} v_0 - R A_2 i_{nr}) = -v_0 A_2^T A_{root} - A_2^T R A_2 i_{nr} = d + D i_{nr}(5)]$

siendo

$$[d = -v_0 A_2^T A_{root}] \text{ un vector columna de } [n_{arc}] \text{ posiciones,}$$

$$[D = -A_2^T R A_2] \text{ una matriz cuadrada de tamaño } [n_{arc}].$$

En resumen, debemos resolver un sistema no lineal de ecuaciones formado por (3d) y (5), que también se puede escribir como:

$$[i_{nr} = (p_{nr} - jq_{nr}) / \text{conj}(v_{nr})(6a)]$$

$$[v_{nr} = d + D i_{nr}(6b)]$$

La ventaja de este planteo es que permite calcular las intensidades a partir de los voltajes y viceversa, en una forma que es adecuada al algoritmo iterativo de resolución.

---

<sup>3</sup>La matriz  $A$  de incidencia arcos-nodos se define  $\left[ \begin{array}{l} A(h, k_{h,fin}) = 1 \\ A(h, k_{h,ini}) = -1 \\ A(h, k) = 0 \forall k \neq k_{h,ini}, k_{h,fin} \end{array} \right]$

<sup>4</sup>Basta verificar que la ecuación  $[A_{nr} x = 0]$  sólo tiene la solución trivial.

### B.3. El algoritmo

Paso inicial: Se elige una tolerancia  $[\varepsilon]$ , y se pone  $[v(k) = v_0 \forall k \in V_{nr}]$  Paso iterativo:

- 1) Se guarda en  $[v_{old}]$  el valor corriente del vector de voltaje  $[v_{nr}]$
- 2) Se calcula el vector de corriente  $[i_{nr}]$  usando (6a).
- 3) Se calcula el vector de voltaje  $[v_{nr}]$  usando (6b).
- 4) Si  $[\|v - v_{old}\| < \varepsilon]$ , se termina la iteración. En caso contrario, se vuelve a 1). Paso final: Se calcula  $[f]$  usando (4), luego  $[i_{root}]$  usando (3a), y la carga  $[p_{root}, q_{root}]$  en el nodo raíz usando (3c).

La convergencia del método de demuestra en forma análoga a la de [1]. En la práctica se comprueba que converge rápido<sup>5</sup>. alcanzando una tolerancia de  $[10^{-6}]$  en las variaciones del vector  $[v]$  en un promedio de 6 iteraciones. En [2] se muestra uno de los juegos de datos usados en las pruebas del algoritmo, correspondiente a una red de distribución con 106 arcos ubicada en la ciudad de Durazno.

En un anexo se adjunta un programa Matlab correspondiente al algoritmo anterior.

En los estudios sobre la generación distribuida, el comportamiento de una misma red debe simularse bajo distintas condiciones de operación, para distintos estados de carga y distintas configuraciones de los generadores distribuidos. En ese contexto, el uso eficiente del algoritmo anterior depende en gran medida del procesamiento previo de los datos, que se efectúa por única vez luego de fijada la topología de la red. En ese procesamiento se destaca el cálculo de la matriz invirtiendo una parte de la matriz de incidencia A. La matriz permite calcular la matriz D una vez conocidas las características físicas de los conductores, la que será luego usada en las sucesivas iteraciones del algoritmo.

Nuevas mejoras de eficiencia se podrían lograr con

- a) El cálculo de una aproximación inicial con un flujo de cargas simplificado, para usar en el paso inicial del algoritmo.
- b) Efectuando en paralelo los cálculos para varios estados de carga a la vez.

### B.4. Cálculo de las pérdidas

Las pérdidas de potencia activa en cada línea se puede calcular a partir del flujo como

$$[l(h) = r(h) \text{ mód } (f(h))^2(7)]$$

---

<sup>5</sup>Se observa una convergencia lineal correspondiente a  $\left[ \lim_{iter \rightarrow \infty} \frac{\|v^{(iter+1)} - v^*\|}{\|v^{(iter)} - v^*\|} < \beta \right]$ , con razón  $[\beta < 10^{-2}]$ .

La pérdida total de potencia activa también puede obtenerse como diferencia entre la inyección de potencia activa en el nodo raíz y la suma de las cargas en los demás nodos

$$\left[ \sum_{h \in E} l(h) = -p_{root} - \sum_{k \in V_{nr}} p(k)(8) \right]$$

## B.5. Sensibilidad

El objetivo es calcular la sensibilidad de las pérdidas en una red radial respecto de la variación de la generación en los distintos puntos de la red.

### B.5.1. Sensibilidad de las corrientes de nodo respecto de las cargas

Partimos de las ecuaciones (3d) y (6b) que relacionan la corriente, el voltaje y la carga en los nodos de la red:

$$[conj(i_{nr}) \cdot v_{nr} = p_{nr} + jq_{nr}]$$

$$[v_{nr} = d + Di_{nr}]$$

Obtenemos la carga externa como función (en los complejos) de la carga externa:

$$[s_{nr} = p_{nr} + jq_{nr} = F(i_{nr}) = conj(i_{nr}) \cdot (d + Di_{nr})(9)]$$

La idea es hallar la matriz de sensibilidad de la carga respecto de la corriente y luego calcular su inversa.

Para eso, comenzamos distinguiendo entre parte real e imaginaria

$$[i_{nr} = z + jy, D = D_1 + jD_2]$$

y sustituyendo en las ecuaciones (9) obtenemos dos funciones reales:

$$[p_{nr} = F_1(z, y) = z \cdot (d + D_1z - D_2y) + y \cdot (D_2z + D_1y)(10a)]$$

$$[q_{nr} = F_2(z, y) = -y \cdot (d + D_1z - D_2z) + z \cdot (D_2z + D_1y)(10b)]$$

Para hallar las matrices de derivadas parciales, vemos primero como queda la matriz jacobiana  $\left[ \frac{\partial f}{\partial x} \right]$  de una función vectorial  $[f : R^N \rightarrow R^N]$  definida por  $[f(x) = u(x) \cdot v(x)]$ .

Como  $[f_k(x) = u_k(x)v_k(x)]$ , entonces  $\left[ \frac{\partial f_k(x)}{\partial x_h} = \frac{\partial u_k(x)}{\partial x_h} v_k(x) + u_k(x) \frac{\partial v_k(x)}{\partial x_h} \right]$ , la fila  $[k]$  de la matriz  $\left[ \frac{\partial f}{\partial x} \right]$  es

$$\left[ \frac{\partial f_k}{\partial x} = v_k \frac{\partial u_k}{\partial x_h} + u_k \frac{\partial v_k}{\partial x_h} \right]$$

y entonces

$$\left[ \frac{\partial f}{\partial x} = diag(v) \frac{\partial uk}{\partial x} + diag(u) \frac{\partial v}{\partial x} (11) \right]$$

Aplicando la fórmula (11) anterior a las funciones de (10), obtenemos:

$$\left[ \frac{\partial F_1}{\partial x} = \text{diag}(z)D_1 + \text{diag}(y)D_1 + \text{diag}(D_2z + D_1y)(12a) \right]$$

$$\left[ \frac{\partial F_1}{\partial y} = -\text{diag}(z)D_2 - \text{diag}(y)D_1 + \text{diag}(D_2z + D_1y)(12b) \right]$$

$$\left[ \frac{\partial F_2}{\partial x} = \text{diag}(z)D_2 - \text{diag}(y)D_1 + \text{diag}(D_1z + D_2y)(12c) \right]$$

$$\left[ \frac{\partial F_2}{\partial y} = \text{diag}(z)D_1 + \text{diag}(y)D_2 - \text{diag}(d + D_1z - D_2y)(12d) \right]$$

Tenemos entonces las matrices jacobianas buscadas:

$$\left[ J_0 = \frac{\partial(p_{nr}, q_{nr})}{\partial(x,y)} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x} & \frac{\partial F_2}{\partial y} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x} & \frac{\partial F_1}{\partial y} \end{pmatrix} \right]$$

y

$$\left[ J_1 = \frac{\partial(x,y)}{\partial(p_{nr}, q_{nr})} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x} & \frac{\partial F_1}{\partial y} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x} & \frac{\partial F_2}{\partial y} \end{pmatrix} (13) \right]$$

### B.5.2. Sensibilidad de las corrientes de arco respecto de las corrientes de nodo

Tenemos de la ecuación (4) que  $[f = (A_{nr}^T)^{-1}i_{nr}]$ . Con la notación  $[f = f_1 + jf_2]$ , tenemos que  $[f_1 + jf_2 = (A_{nr}^T)^{-1}(z + jy)]$  y por lo tanto

$$\left[ \frac{\partial f_1}{\partial x} = \frac{\partial f_2}{\partial y} = (A_{nr}^T)^{-1}, \frac{\partial f_1}{\partial y} = \frac{\partial f_2}{\partial x} = 0 \right]$$

siendo la matriz jacobiana

$$\left[ J_2 = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x} & \frac{\partial f_1}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x} & \frac{\partial f_2}{\partial y} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} (A_{nr}^T)^{-1} & 0 \\ 0 & (A_{nr}^T)^{-1} \end{pmatrix} (14) \right]$$

### B.5.3. Sensibilidad de las pérdidas respecto de las corrientes de arco

De la ecuación (7) tenemos que en cada arco  $h$  las pérdidas son  $[l(h) = r(h) \text{ mód } (f(h))^2]$ . Esta relación podemos expresarla en forma vectorial como  $[l = r \cdot * (f_1 \cdot * f_1 + f_2 \cdot * f_2)]$  y usar la fórmula (5), obteniendo

$$\left[ \frac{\partial l}{\partial f_1} = 2\text{diag}(r)\text{diag}(f_1) \right]$$

$$\left[ \frac{\partial l}{\partial f_2} = \text{diag}(r)\text{diag}(f_2) \right]$$

con matriz jacobiana

$$\left[ J_3 = \begin{pmatrix} \frac{\partial l}{\partial f_1} & \frac{\partial l}{\partial f_2} \end{pmatrix} = 2\text{diag}(r)(\text{diag}(f_1)\text{diag}(f_2))(15) \right]$$



#### B.5.4. Sensibilidad de las pérdidas respecto de las corrientes de nodo

Usamos que la matriz jacobiana de una función compuesta es el producto de las matrices jacobianas, para combinar los resultados (14) y (15):

$$\left[ J_4 = \begin{pmatrix} \frac{\partial l}{\partial x} & \frac{\partial l}{\partial y} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x} & \frac{\partial f_1}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x} & \frac{\partial f_2}{\partial y} \end{pmatrix} = 2diag(r)(diag(f_1)diag(f_2)) \begin{pmatrix} (A_{nr}^T)^{-1} & 0 \\ 0 & (A_{nr}^T)^{-1} \end{pmatrix} \right]$$

y entonces

$$\left[ \frac{\partial l}{\partial x} = 2diag(r)diag(f_1)(A_{nr}^T)^{-1} (16a) \right]$$

$$\left[ \frac{\partial l}{\partial y} = 2diag(r)diag(f_2)(A_{nr}^T)^{-1} (16b) \right]$$

Se observa que a este resultado podríamos haber llegado derivando directamente.

#### B.5.5. Sensibilidad de las pérdidas respecto de las cargas de nodo

Razonamos como en el punto anterior para combinar las sensibilidades de (13) y (16), obteniendo la matriz de derivadas buscada

$$\left[ J_5 = \begin{pmatrix} \frac{\partial l}{\partial p_{nr}} & \frac{\partial l}{\partial q_{nr}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial l}{\partial x} & \frac{\partial l}{\partial y} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x} & \frac{\partial F_1}{\partial y} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x} & \frac{\partial F_2}{\partial y} \end{pmatrix}^{-1} \right]$$

$$\left[ \begin{pmatrix} \frac{\partial l}{\partial x} & \frac{\partial l}{\partial y} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x} & \frac{\partial F_1}{\partial y} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x} & \frac{\partial F_2}{\partial y} \end{pmatrix}^{-1} = 2diag(r)(diag(f_1)diag(f_2))(A_{nr}^T)^{-1} \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x} & \frac{\partial F_1}{\partial y} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x} & \frac{\partial F_2}{\partial y} \end{pmatrix}^{-1} \right]$$

#### B.5.6. Referencias

En este apéndice se usaron (Piria, A. & Vignolo, J.M. 2004) y (Ghosh & Das 1999).

#### B.5.7. Anexo: Programa Matlab para la resolución iterativa

```
% FLUJOAC2.M: Calculo iterativo del flujo AC en red radial, para uso en
MAINAC.M
function [tens,curr,loss,V,I,flag,J5]=flujoac2(A,A2,PL,QL,R,X,root,inr,V0,VB,PB)
% Output:
% tens: tensiones en los nodos, en kV
% curr: corrientes en las lineas, en ampere
% loss: perdidas en las lineas, en MW
% V: voltaje complejo, en kV
```

```

% I: intensidad compleja, en ampere (con R en ohm es  $V=R*I*\sqrt{3}/1000$ )
% flag: aviso de no convergencia
% J5: matriz jacobiana de derivadas de las perdidas
% respecto de las cargas, en por-unidad
%-----
[na,dum]=size(A);
nn=na+1;
%-----
% Cambio de unidades (a "por unidad")
% PB en MW, VB en kV, ZB en ohm
pL=PL./PB/1000;% PL en kW
qL=QL./PB/1000;% QL en kVar
ZB = VB2/PB;
r=R/ZB;
x=X/ZB;
v0=V0/VB;% voltaje en nodo root (en p.u.)
%-----
% Matrices para calculo de v
R=spdiags(r+j*x,0,na,na);
D=-A2'*R*A2;
d=-v0*A2'*A(:,root);
%-----
% Parametros de la iteracion:
v=v0*ones(nn,1);% voltaje v inicial
iter=0;% contador de iteraciones
Niter=20;% no. max. de iteraciones
tol=1e-6;% criterio de convergencia
ndv=17;% valor inicial de norma del residuo
Ndv=zeros(Niter,1);% Matriz para record de ndv
%-----
while iter<Niter & ndv>tol,
iter=iter+1;
oldv=v;
ic=(pL-j*qL)./conj(v);% en nodos (en root da 0)
v(inr)=d+D*ic(inr);% voltajes en nodos no-root
ndv=norm(v-oldv);% residuo de v
Ndv(iter)=ndv;% record del residuo
end
%-----
iu=A2*ic(inr);% flujos en lineas
lu = r. * abs(iu).^2;% perdidas en lineas
%-----
% En nodo root

```

```

ic(root)=A(:,root)*iu;
sroot=v0*conj(ic(root));
pLroot=real(sroot);
qLroot=imag(sroot);
PLroot=pLroot*PB*1000;
QLroot=qLroot*PB*1000;
%-----
if iter==Niter,
disp(['Mainac2 terminó por Niter, con ndv=ñum2str(ndv)])
flag=1;
else,
flag=0;
end
%disp(Ál final del While de FLUJOAC2.M'),iter,figure,semilogy(Ndv),
%-----
% Estudio de sensibilidad
J5=sensible(A,A2,D,d,inr,root,r,x,ic,iu,v0);
disp('Las matrices J0 a J5 estan en por-unidad ')
%-----
% Cambio de unidades
% Voltajes en kilo volt
V=v*VB;
tens=abs(V);
%-----
% Intensidad de corriente, en ampere, en c/u de los 3 cables
I=iu*PB/VB*1000/sqrt(3);
curr=abs(I);
%-----
% Perdidas de potencia activa, en MW
loss=lu*PB;% en el conductor conjunto
% Verificacion
eP=PLroot+sum(PL(inr))+sum(loss);
erP=abs(eP)/sum(PL(inr));
if erP<1e-3,
disp([Érro relativo en potencia erP=ñum2str(erP)]),
end
%-----
% disp(Ál final de FLUJOAC2'), keyboard

```

## Apéndice C

# Calidad de Potencia y la GD

### C.1. Resumen

En este capítulo se procede a caracterizar la temática de la Calidad de la Energía Eléctrica como ser el tema armónicos, efecto flicker, desbalances de tensión y de carga, impulsos y huecos de tensión. Se analizó la reglamentación nacional aprobada y en estudio. Se estudiaron reglamentos, normas y guías sobre calidad aplicados explícitamente al caso de la Generación Distribuida. En particular se analizaron ejemplos de países europeos (Austria, Francia, Alemania, Italia, Noruega, Slovenia, España e Inglaterra) y de EEUU (IEEE). En estas reglamentaciones además de los aspectos reseñados se tienen en cuenta aspectos relacionados con el factor de potencia, potencia máxima ser generada, inyección de corriente continua en las redes eléctricas, notches y sobre tensiones permanentes y transitorias por efecto de inyección de energía mediante GD.

### C.2. Introducción

Los aspectos relacionados con la la calidad con que se brinda o consume energía eléctrica son cada vez más el objetivo de normativas nacionales e internacionales. Estos documentos intentan ofrecer reglas claras (deberes y derechos) a los diferentes actores del sistema eléctrico. Un distribuidor de energía debe ofrecer una tensión adecuada. Un consumidor debe cargar al sistema en forma adecuada. Establecer estos niveles de adecuación es en definitiva la búsqueda de cumplir con el concepto que sustenta la "Compatibilidad Electromagnética". La norma internacional IEC 61000-2-2 establece que la *CEM* es la *Aptitud de un dispositivo, de un aparato o de un sistema para funcionar en su entorno electromagnético, de manera satisfactoria y sin producir él mismo perturbaciones electromagnéticas intolerables para todo lo que se encuentra en su entorno.* La Fig.

C.1 muestra esquemáticamente que cual es el objetivo de la *CEM*. Se establecen límites de referencia, por ejemplo niveles de distorsión armónica. El distribuidor tiene que tener una probabilidad determinada de no superar este límite. El consumidor debe tener equipos que toleren con determinada probabilidad el mismo límite. Si se adoptan niveles de probabilidad adecuados, estadísticamente no se producirán conflictos en la mayoría de los casos. Paralelamente, no es razonable la búsqueda de la calidad total, vale decir, que las campanas de distribución no se toquen. Esto significaría costos elevados que no se justificarían en la generalidad de las aplicaciones. Aplicaciones que requieran niveles mayores deberán utilizar soluciones a medida.

## CEM: Compatibilidad ElectroMagnética

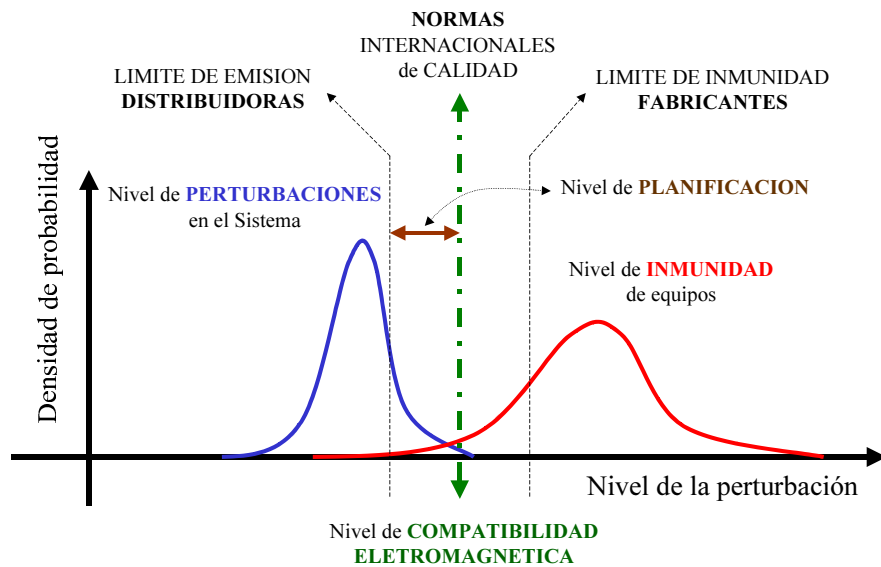


Figura C.1: Compatibilidad Electromagnética

### C.3. ¿Calidad de Energía o Potencia?

Un sistema ideal de distribución de electricidad debería ofrecer una tensión permanente puramente sinusoidal de amplitud y frecuencia preestablecidas. Un consumidor ideal debería consumir corriente puramente sinusoidal con factor de potencia unitario.

Las reglamentaciones sobre Calidad de los Servicios de Distribución de Energía Eléctrica abarcan diferentes aspectos, no todos, asociados con los ideales mencionados.

El principal aspecto abordado es la confiabilidad del suministro (normalmente denominados aspectos de calidad de Servicio Técnico). Las interrupciones del servicio son causantes de los mayores problemas para la mayoría de los usuarios. Al estar vinculados a la variable tiempo, normalmente se refiere a problemas de Energía.

Por otra parte (descartados los aspectos de atención comercial) las reglamentaciones se ocupan de aspectos asociados con la forma de onda. A nivel de distribución, la frecuencia queda descartada ya que esta se regula a nivel de generación y en alguna medida transmisión. Quedan por tanto los problemas asociados con la amplitud de la sinusoide (regulación de tensión) y todo el universo de perturbaciones que hacen que la sinusoide pura ideal no sea tal. La regulación de tensión y las perturbaciones se denominan normalmente problemas Calidad de Producto Técnico o Calidad de Potencia).

## C.4. Antecedentes reglamentarios y normativos

Hay dos aproximaciones a los aspectos de la calidad de potencia en las instalaciones de *GD*. Por una parte existen reglamentos y normativas de carácter general. Estos documentos tienen en algunos casos ya varios años de vigencia. Por otra parte existen documentos referidos específicamente a los aspectos de calidad asociados a la *GD*.

### C.4.1. Nacionales

En Uruguay existe un reglamento referido a la Distribución de Energía Eléctrica (?). Asimismo existe un reglamento sobre Calidad del Servicio de Distribución vigente desde diciembre de 2003 en el que se regulan los aspectos de confiabilidad del suministro y la regulación de tensión (?). Por otra parte está en estudio un reglamento que atienda algunas perturbaciones (armónicos, flicker, desbalances y huecos)<sup>1</sup>.

Por otra parte desde hace varios años la empresa eléctrica del estado (UTE) tiene sus propias normativas internas (NCP.01.01/0, 01.02/0, 01.03/0, 2000. Calidad del Producto) y (NCP.02.01/0, 2000, Criterios de Aceptación de Cargas Perturbadoras).

Todas estas reglamentaciones son de carácter general y no son específicas a la *GD*.

### C.4.2. Otros países

A nivel de otros países son abundantes las reglamentaciones de carácter general que atienden el tema de la Calidad de Potencia pero en los últimos años

---

<sup>1</sup>Este estudio corresponde a uno de los tres aspectos en los que el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la UDELAR está colaborando con la URSEA. Los otros dos aspectos son los anteproyectos de reglamentos de Instalaciones de Baja Tensión y de Media Tensión

han surgido (ya que el mercado y la necesidad así lo ha determinado) varios ejemplos de normativas o recomendaciones asociados con la *GD*.

En la actualidad hay proyectos financiados por la Comunidad Europea en los que se analiza la mejora de la calidad de los sistemas de *GD* utilizando las nuevas tecnologías disponibles a partir de la Electrónica de Potencia (Proyecto DGFRACTS: Improvement of the Quality of Supply in Distributed Generation Networks Through the Integrated Application of Power Electronic Techniques ). En un trabajo elaborado en el marco de este proyecto se resume la actual situación del marco normativo asociado con la calidad de la potencia eléctrica en un marco de *GD*.

Básicamente todas los reglamentos y normativas de países Europeos (Austria, Francia, Alemania, Italia, Noruega, Slovenia, España e Inglaterra) parten del tronco común que es la Norma Europea EN50160 (Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems ). Esta norma trata en general los problemas de calidad de Potencia Eléctrica.

Otro antecedente importante es la normativa americana (IEEE). La norma específica sobre *GD* es la IEEE 1547 (IEEE P1547/D11 2004) y se basa minuciosamente en 4 antecedentes que por otra parte son referencias de consulta internacional:

- IEEE 519-1992. Recommended Practice for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- IEEE 1159-1995. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.
- IEEE 1250-1995. Guide for Service to Equipment Sensitive to Momentary Voltage Disturbances.

Actualmente la IEEE tiene 4 grupos de trabajo elaborando las normas complementarias necesarias para completar el marco normativo de la *GD*:

- WG IEEE P1547.1 Draft Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- WG IEEE P1547.2 Draft Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- WG IEEE P1547.3 Draft Guide For Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems
- WG IEEE P1547.4 Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems

En conjunto estas normas sobre calidad en presencia de *GD* (Europeas y Americanas) abarcan aspectos tales como, sobretensión permanente, sobretensión transitoria, Flicker, Notches, Armónicos, Inyección de continua, Factor de

potencia, Desbalances y Potencia máxima. Los aspectos que contempla cada país están fuertemente asociados al tipo de energía primaria utilizada. Cuando la generación es a base de energía eólica, el efecto flicker es preponderante. Cuando es energía solar (o en general interface con el sistema eléctrico mediante un inversor basado en electrónica de potencia utilizando técnicas *PWM*) aspectos tales como la generación de continua (residual no deseada) y armónicos son los preponderantes.

### C.4.3. Ejemplo: Sobretensión permanente

A los efectos de ilustrar sobre que es y cómo las reglamentaciones abordan el tema de algunos aspectos de la calidad de Potencia se analizará el caso de la Sobretensión permanente. En el capítulo 2.4 se analizó cómo por efecto de introducir *GD* se ve puede ver afectado el perfil de tensión en un sistema radial de distribución con control de tensión mediante regulador bajo carga en el centro de transmisión.

Las normativas establecen, por ejemplo, que la tensión en el punto de conexión, luego de que entra la *GD* no puede subir más que un 3% respecto al valor nominal. Algunas reglamentaciones dan incluso una forma aproximada para calcular este impacto tal como muestra (C.1)

$$\frac{\Delta u}{U} = \frac{S_g}{S_{sc}} \cos(\psi - \varphi) \quad (C.1)$$

donde

$\Delta u$ : Variación de tensión

$U$ : Tensión nominal

$S_g$ : Potencia aparente del generador conectado al *PCC*

$S_{sc}$ : Potencia de cortocircuito en el *PCC*

$\psi$ : Fase de la impedancia de corto circuito del *PCC*

$\varphi$ : Factor de potencia del generador

La demostración de esta formula se muestra en el apéndice C.6.

Esta formula aproximada sirve en los casos en que se está frente a un sistema simple y preferentemente radial. En sistemas eléctricos más complejos no hay otra alternativa que realizar un flujo de carga a los efectos de establecer cual será el nivel de incidencia de la *GD* en la sobretensión que ésta producirá al conectarse.



#### C.4.4. Otras consideraciones

Al igual que casi todos los aspectos relacionados con la calidad de la potencia eléctrica (armónicos, flicker, notches, desbalances, huecos, sobretensiones permanentes y transitorias, etc.), un aspecto determinante de esta es el tamaño relativo de la instalación frente al sistema. Es en definitiva la caída de tensión en la impedancia de cortocircuito del *PCC* la que determinará los apartamientos que tendrá la tensión del propio *PCC* respecto a la tensión ideal ya referida.

De la revisión de las diversas reglamentaciones surge que el aspecto más considerado es el de las sobretensiones transitorias al conectar la *GD*. Este fenómeno tiene básicamente un andamio teórico similar al de las sobretensiones permanentes.

Otro aspecto que llama la atención es la gran dispersión que algunos aspectos tienen al analizar las diversas reglamentaciones. Por ejemplo la inyección de continua (DC) tiene como límite 5 % en Austria y 0.5 % en EEUU, tiene 1A en Alemania y 0.02A en Reino Unido. Como ya se ha comentado, esto está motivado por la preponderancia que tiene este factor en cada uno de estos países según la tecnología y fuente primaria de energía utilizada.

El tema que mejor adaptación a normativas internacionales preexistentes es el de los armónicos. Por un lado porque es un tema muy bien caracterizado y en segundo lugar por la proliferación de *GD* en la que la conexión al sistema es mediante inversores basados en electrónica de potencia.

#### C.5. Conclusiones preliminares

Como conclusiones primarias se podría citar que la temática de considerar la calidad de energía asociada a la *GD* está en etapa experimental. Las normas y reglamentaciones son muy recientes y en varios casos ya se están revisando. Las mismas se han elaborado con sumo cuidado de ser armónicas con normas anteriores y en varios casos vienen a solucionar incompatibilidades y omisiones preexistentes. Sin embargo los diferentes países no han coordinado sus políticas y reglamentaciones por lo que se detecta una posible barrera de tipo técnico/administrativa. En este sentido en el Uruguay se está en inmejorables condiciones para atender este aspecto ya que actualmente está en proceso de elaboración la reglamentación sobre perturbaciones. Asimismo no existe en la región antecedentes de reglamentación específica para el caso de *GD*.

#### C.6. Anexo: Cálculo aproximado de la sobretensión permanente por efecto de la *GD*

Sea el esquema de la Fig. C.2 en donde la impedancia de cortocircuito  $Z_{SC}$  en el *PCC* se modela como una resistencia  $R_{SC}$  y una inductancia  $L_{SC}$ .

La caída de tensión es la expresada en (C.2)

$$\Delta u = ig Z_{SC}, \quad (C.2)$$

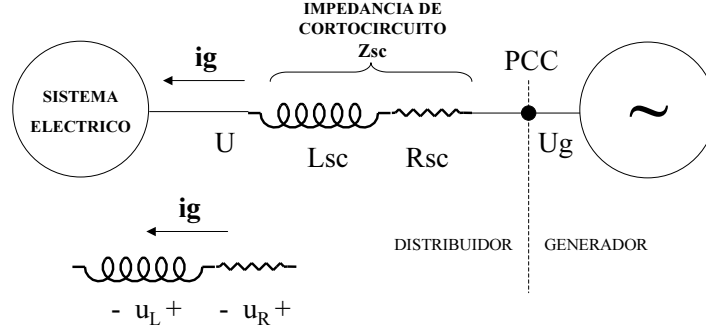


Figura C.2: Modelo de sistema simple estudiado. La tensión nominal de la red es  $U$ , la tensión del generador es  $U_g$  y se modela la impedancia de cortocircuito como una resistencia y una inductancia.

la potencia (aparente) de cortocircuito en el  $PCC$  es (C.3)

$$S_{SC} = \frac{|U|^2}{|Z_{SC}|} \quad (C.3)$$

y (C.4) es la potencia aparente del generador

$$S_g = \sqrt{3}|U_g||i_g|. \quad (C.4)$$

Si se desprecia la caída de tensión  $\Delta u$  frente a  $U_g$  o  $U$ ,  $U_g$  resulta semejante a  $U$  y (C.4) se puede aproximar como expresa (C.5)

$$S_g \simeq \sqrt{3}|U||i_g|. \quad (C.5)$$

Por otra parte la caída de tensión en valor absoluto será la que muestra (C.6)

$$\frac{|U_g|}{\sqrt{3}} - \frac{|U|}{\sqrt{3}} \quad (C.6)$$

Si se observa el diagrama fasorial de la Fig. C.3 en el que se a supuesto para ejemplificar que se genera potencia y se genera reactiva<sup>2</sup>, y se mantiene el criterio de que  $|\Delta u|$  es despreciable frente a  $|U_g|$  y  $|U|$ , se puede aproximar la caída de tensión absoluta expresada en (C.6) tal como muestra (C.7)

$$\frac{|U_g|}{\sqrt{3}} - \frac{|U|}{\sqrt{3}} \simeq |\Delta u| \cos(\psi - \varphi). \quad (C.7)$$

Aplicando módulo a (C.2), sustituyendo en (C.7)  $\Delta u$ , sustituyendo a partir de (C.3)  $Z_{SC}$  y utilizando (C.5) resulta C.8

<sup>2</sup>Con la convención de signos adoptada generar reactiva significa que la corriente está atrasada  $\varphi$  respecto de la tensión de fase. La demostración es independiente de cual es el factor de potencia adoptado.

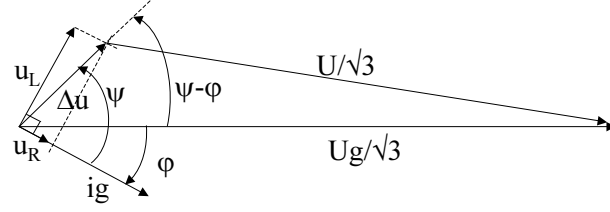


Figura C.3: Diagrama fasorial para un caso genérico de generación de potencia y reactiva.

$$\frac{|Ug|}{\sqrt{3}} - \frac{|U|}{\sqrt{3}} \simeq |ig| |Z_{SC}| \cos(\psi - \varphi) = |ig| \frac{|U|^2}{S_{SC}} \cos(\psi - \varphi) = |U| \frac{\frac{Sg}{\sqrt{3}}}{S_{SC}} \cos(\psi - \varphi) \quad (C.8)$$

por lo que reordenando términos, la caída de tensión relativa queda expresada finalmente como muestra (C.9) que es lo que se pretendía mostrar.

$$\frac{\frac{|Ug|}{\sqrt{3}} - \frac{|U|}{\sqrt{3}}}{\frac{|U|}{\sqrt{3}}} \simeq \frac{Sg}{S_{SC}} \cos(\psi - \varphi) \quad (C.9)$$

## Apéndice D

# Tecnologías de Generación basadas en Ciclos Térmicos, aplicables a la Generación Distribuida

### D.1. Introducción

En el presente trabajo realizaremos una enumeración y descripción somera de los distintos tipos de máquinas térmicas que pueden ser aplicadas a la generación distribuida, teniendo en consideración las características particulares de las industrias de nuestro país. Los tipos de máquinas térmicas aplicables para la generación distribuida, para las escalas que pueden encontrarse en Uruguay, son las siguientes:

- Turbinas de vapor
- Motores reciprocantes
- Turbinas de gas

El uso de turbinas de vapor para generación propia en las industrias ha sido ampliamente utilizado en Uruguay, casi invariablemente en sistemas de cogeneración, especialmente en plantas de gran tamaño como ingenios azucareros, molinos arroceros, plantas oleaginosas, papeleras, ciertas plantas químicas, etc., en las que muchas veces es posible disponer de fuentes de energía propias relativamente abundantes derivadas del mismo proceso industrial, en especial en aquellas que procesan materia orgánica y que por ende disponen de energía de bio-masa en forma de residuos de costo nulo o incluso negativo. Los esquemas más usados son los que emplean turbinas de contrapresión. Los motores reciprocantes aplicados a la generación de electricidad se encuentran con frecuencia en las industrias o establecimientos destinados a servicios, como hospitales, etc., en donde se utilizan como respaldo ante fallas en el suministro eléctrico obtenido

de la red. Estos motores, en especial los de gran tamaño, tienen un importante potencial para aplicaciones en sistemas de cogeneración, si bien las soluciones específicas varían mucho de un caso a otro. El uso de turbinas de gas todavía no se ha difundido en el país, pero seguramente podrá encontrar condiciones favorables para su aplicación si el gas natural vuelve a estar disponible con un grado razonable de confiabilidad. Al igual que los motores reciprocantes, las turbinas de gas son especialmente indicadas para aplicarse a sistemas de cogeneración, instalándoles calderas de recuperación en el escape. En estas situaciones la proporción de energía eléctrica frente a la energía térmica obtenida es significativamente mayor a la que se observa en los sistemas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor de contrapresión. A continuación realizaremos una breve descripción de los distintos tipos de equipamientos listados precedentemente, indicando esquemáticamente, bajo la forma de diagramas de Sankey, los flujos de energía típicos observables en los casos de turbinas de vapor y de gas, dado que estos son los más estandarizados, a diferencia de los aplicados en sistemas con motores reciprocantes.

## **D.2. Turbinas de vapor asociadas a sistemas de cogeneración**

Muchas industrias, por lo general de gran tamaño y que involucran procesos complejos, disponen de sistemas de cogeneración asociados a sus sistemas de vapor. Los mismos se implementan mediante turbinas de contrapresión o de condensación con extracción controlada. Seguidamente se presentan diagramas de un esquema de cogeneración con turbina de contrapresión (ver figuras reffiga41 y D.2), indicando mediante diagramas de Sankey el nivel de ahorro obtenible, con respecto a la producción por separado de energías térmica y mecánica en sistemas clásicos. En los cuadros D.1 y D.2 se muestran algunos números como ejemplo.

## **D.3. Motores reciprocantes**

Muchas plantas industriales o establecimientos de prestación de servicios de nuestro país disponen de grupos electrógenos como respaldo para su abastecimiento de energía eléctrica que obtienen de la red de distribución de electricidad. Para el tamaño usual de las industrias de Uruguay, por lo general dichos grupos electrógenos son movidos por motores reciprocantes, los que mayoritariamente utilizan combustible diesel. Estos motores, en particular los de mayor tamaño, son especialmente adaptables a sistemas de cogeneración, mediante la instalación de calderas de recuperación de calor en los ductos de escape para generar vapor de baja presión, y en ocasiones también se aprovecha el calor

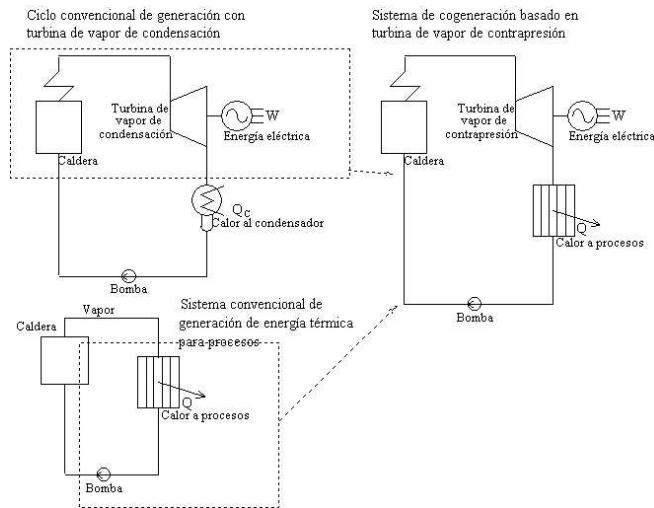


Figura D.1: Cogeneración con turbina de contrapresión

disponible del sistema de refrigeración del block del motor y del aceite lubricante para producir agua caliente. En la figura D.3 se muestra un esquema de cogeneración con motor recíprocante, aunque ya señalamos que no hay una solución estándar para este tipo de sistemas.

Este tipo de motores puede utilizar con facilidad gas natural como combustible, por lo que su utilización podrá verse fuertemente estimulada en caso que dicho fluido vuelva a estar disponible con un grado aceptable de confiabilidad y precios convenientes.

## D.4. Turbinas de gas

Este tipo de máquinas térmicas aparece con frecuencia en plantas industriales de gran tamaño, de escalas raramente vistas en nuestro país, tales como plantas químicas, metalúrgicas, refinerías, etc., y a menudo están asociadas a sistemas de cogeneración. Una limitación importante que presentan estas máquinas es que requieren combustibles de calidad superior, siendo ideal para este caso el gas natural, aunque también pueden utilizar destilados como gas-oil u otros hidrocarburos livianos, a condición de que tengan un bajo contenido de cenizas. Dado que los combustibles líquidos de esta categoría son costosos, el uso de estas máquinas se ve fuertemente favorecido por la disponibilidad de gas natural a precios convenientes y con una confiabilidad de suministro razonable. En las figuras D.4 y D.5, se muestra un esquema de implementación de un sistema de cogeneración en base a turbinas de gas, y su diagrama de Sankey asociado.

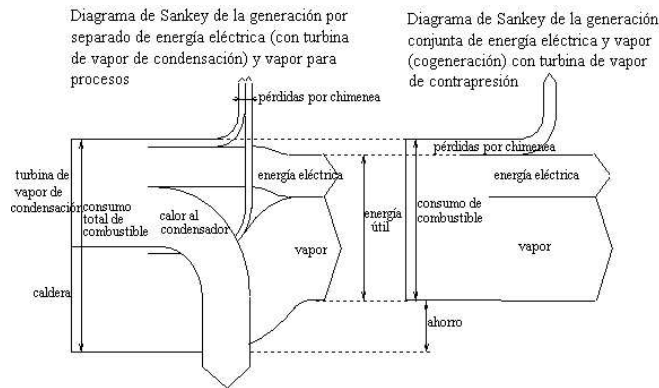


Figura D.2: Diagramas Sankey

En los cuadros D.3 y D.4 se muestran algunos numeros como ejemplo.

## D.5. Algunos conceptos básicos sobre Cogeneración

En la industria, en general, los procesos productivos requieren tanto energía térmica como energía mecánica. Frecuentemente, las necesidades de energía térmica se satisfacen utilizando en los procesos vapor a presión, generado en calderas que utilizan combustibles como fuel oil o leña. La energía mecánica se obtiene típicamente de la red de suministro eléctrico, o bien generándola en la misma planta con equipos de diversa índole. En algunos casos, en particular en aquellos en que la energía térmica no se requiere a altas temperaturas, es posible generar la energía mecánica en un ciclo termodinámico de modo tal que la fuente fría del mismo pase a ser la fuente de energía térmica para procesos. De este modo, la energía que se desperdiciaría en la fuente fría de un ciclo motor termodinámico, pasa a ser aprovechada como si se generara en el hogar de una caldera. Ésto es la cogeneración, es decir, la producción conjunta de energía mecánica y térmica, utilizando una única fuente de calor.

### D.5.1. Magnitudes energéticas e índices relevantes en sistemas de cogeneración

Las magnitudes relevantes desde el punto de vista de los requerimientos energéticos de una planta industrial son los consumos de energía térmica y mecánica en sus procesos, a saber:

$Q_c$  = Demanda de energía térmica de la planta (vapor, por ejemplo)

$W_c$  = Demanda de energía mecánica de la planta (por lo general energía eléctrica)

		Sin Cogeneración	Con cogeneración
Generación de electricidad	Energía eléctrica generada	4.6 MWe	4.6 MWe
	Consumo energético	13.1 MWth	
	Pérdidas en el condensador	6.8 MWth	
	Pérdidas en chimenea	1.7 MWth	
Producción de vapor	Calor útil en el vapor	26.4 MWth	26.4 MWth
	Consumo energético	31.1 MWth	36.5 MWth
	Pérdidas en chimenea	4.7 MWth	5.5 MWth
Total de energía útil		31.0 MW	31.0 MW
Pérdidas totales en chimenea		6.4 MWth	5.5 MWth
Pérdidas en el condensador		6.8 MWth	
Calor total requerido		44.2 MWth	36.5 MWth
Ahorro			7.7 MWth

Cuadro D.1: Ejemplo numérico para turbinas de vapor

Central de generación eléctrica convencional	Rendimiento de la caldera de vapor	87 %
	Rendimiento de la generación de electricidad	35 %
Generación de vapor en la planta industrial	Rendimiento de la caldera de vapor	85 %

Cuadro D.2: Rendimientos comparativos para turbinas de vapor

Si se piensa aplicar a esa planta un sistema de cogeneración, las magnitudes energéticas que habrá que considerar en el mismo son:

$Q_p$  = Energía térmica producida por el sistema (vapor, por ejemplo)

$W_p$  = Energía mecánica producida por el sistema (eléctrica, por ejemplo)

Las magnitudes relativas a las demandas de energía dan lugar al índice  $\alpha$ , definido por:

$$\alpha = \frac{W_c}{Q_c} \quad (D.1)$$

Este índice tiene su homólogo en el sistema de cogeneración, el índice  $\beta$ , definido por:

$$\beta = \frac{W_p}{Q_p} \quad (D.2)$$

El sistema de cogeneración más indicado para una planta, desde el punto de vista termodinámico, es aquél que presenta un índice \* igual al \* de la



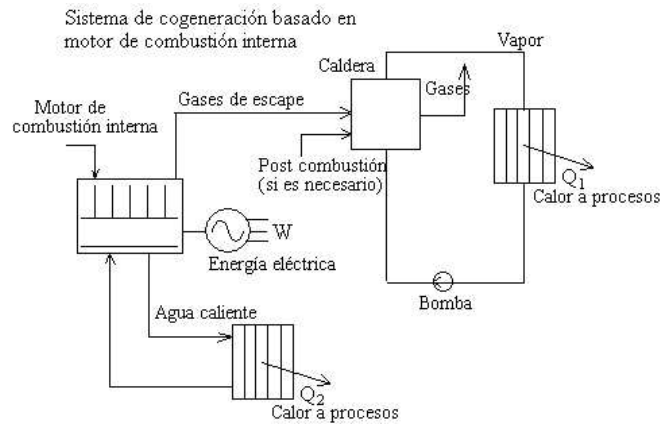


Figura D.3: Cogeneración con motor recíprocante

planta, si bien no significa que tenga que ser económicamente conveniente. Los sistemas de cogeneración basados en turbinas de contrapresión presentan valores relativamente bajos del índice  $*$ , típicamente del orden de 0.20. Los sistemas basados en turbina de gas o motor de combustión interna presentan mayores valores de  $*$ , en el orden de 0.5 a 0.7. En base a las consideraciones anteriores, puede decirse que las ramas industriales que presentan valores típicos del índice  $*$  bajos son más apropiadas para emplear sistemas de cogeneración basados en turbinas de vapor de contrapresión, mientras que las que presentan valores del índice  $*$  mayores son más propicios para sistemas basados en turbinas de gas o motores de combustión interna, siendo estos últimos más indicados para aquellas aplicaciones que requieren calor a una temperatura no muy alta.

### D.5.2. Criterios de selección de sistemas de cogeneración

Los factores que deben considerarse al seleccionar un sistema de cogeneración para una determinada aplicación son los siguientes:

- Requisitos de temperatura, volumen y calidad de la energía térmica a suministrar. Los sistemas de cogeneración basados en turbina de gas permiten aportar al proceso vapor a mayor presión que las turbinas de vapor de contrapresión.

- Precio de la energía eléctrica de la red y posibilidad de vender energía a la misma. La energía eléctrica de la red es la alternativa a la generación propia, por lo que el precio que se paga por la misma deberá compararse con el costo de producción que tendrá la energía eléctrica obtenida en el proyecto de cogeneración en estudio. Como ya se dijo, los sistemas basados en turbina de gas tienen un índice  $*$  claramente mayor al de los basados en turbina de vapor y por ende producen, en general, excedentes de energía eléctrica que deben poder ser comercializados en la red.

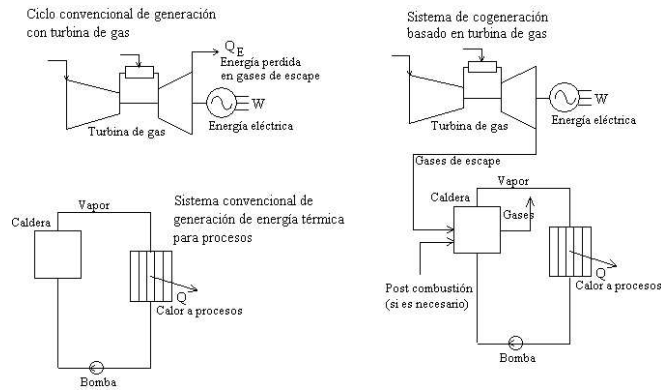


Figura D.4: Esquema de implementación de un sistema de cogeneración en base a turbinas de gas.

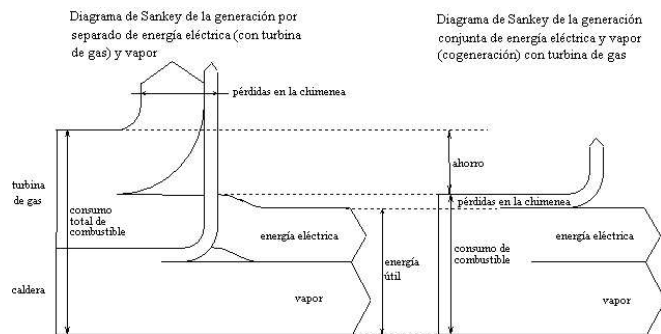


Figura D.5: Diagrama Sankey para un sistema de cogeneración en base a turbinas de gas.

- Combustibles empleados y sus precios. Las calderas de vapor, así como algunos motores de combustión interna, pueden utilizar combustibles residuales de bajo costo, mientras que las turbinas de gas requieren combustibles refinados o gas natural. Cuando los precios de la energía eléctrica de la red son comparativamente altos en relación a los de los combustibles utilizables, las alternativas de cogeneración pueden resultar interesantes.

- Inversiones requeridas. En ocasiones, las plantas industriales deben realizar inversiones importantes en equipos productivos, ya sea para modernizar sus instalaciones o para adaptarlas a mayores volúmenes de producción; en estos casos puede resultar de interés estudiar la implantación de soluciones de cogeneración, en el marco de los distintos proyectos de inversión posibles.

		Sin Cogeneración	Con cogeneración
Generación de electricidad	Energía eléctrica generada	5 Mwe	5 MWe
	Consumo energético	14.3 MWth	14.3 MWth
	Pérdidas en chimenea	9.3 MWth	
Producción de vapor	Calor útil en el vapor	6.6 MWth	6.6 MWth
	Consumo energético	7.8 MWth	
	Pérdidas en chimenea	1.2 MWth	2.7 MWth
Total de energía útil		11.6 MW	11.6 MW
Pérdidas totales en chimenea		10.5 MWth	2.7 MWth
Calor total requerido		22.1 MWth	14.3 MWth
Ahorro			7.8 MWth

Cuadro D.3: Ejemplo numérico para turbinas de gas

Central de generación eléctrica con turbina a gas	Rendimiento de la turbina de gas	35 %
Generación de vapor en la planta industrial	Rendimiento de la caldera de vapor	85 %

Cuadro D.4: Rendimientos comparativos para turbinas de gas

## Apéndice E

# Propuesta regulatoria: Requerimientos técnicos para la conexión de GD

### E.1. Resumen

Se presentan los requerimientos y las especificaciones de los equipamientos a instalarse en la interconexión entre un Generador Distribuido y las redes del Distribuidor. Asimismo, se propone un procedimiento de solicitud de conexión por parte del Generador, detallando los estudios a realizar en las redes existentes, determinando las modificaciones en la misma, incluyendo los equipamientos y las protecciones. También se detallan los ensayos de puesta en servicio y los ensayos periódicos a realizar. Por último, se desarrollan los conceptos básicos a tener en cuenta en la explotación de las redes del Distribuidor que tiene conectada Generación Distribuida. Esta propuesta considera las recomendaciones de (Alonso 1995), (IEEE 1990), (IEEE P1547/D11 2004).

### E.2. Condiciones básicas de conexión

El Generador Distribuido básicamente debe cumplir las siguientes condiciones para su conexión en redes del Distribuidor.

- o La conexión a las instalaciones del distribuidor debe ser segura y confiable, tanto para el generador como para los clientes y funcionarios del Distribuidor.

- o Teniendo en cuenta lo anterior, los equipos de interconexión deben desconectar la generación frente a faltas o sucesos anormales en las redes del Distribuidor, no permitiendo el funcionamiento de islas.

- o El propietario de la generación es responsable de las protecciones del generador y de los equipos de interconexión.

o El nuevo generador no debe causar una reducción de la calidad de servicio a los clientes conectados a la red, ya sea apartamientos de valores normales de tensión y frecuencia, así como interrupciones y calidad de onda

### **E.3. Requerimientos y especificaciones técnicas de la conexión**

La norma IEEE P1547 fija la normativa de interconexión de fuentes de energía distribuidas con el sistema eléctrico. Determinando los requerimientos mas relevantes de implementación, operación, ensayos, condiciones de seguridad y mantenimiento de las interconexiones. Su aplicación se limita a todas las fuentes de energía distribuidas, de capacidades hasta 10MVA, interconectadas a sistemas de distribución primarios o secundarios, fundamentalmente radiales y de frecuencia 60 Hz.

Los requerimientos técnicos básicos a cumplir se detallan a continuación:

a) Regulación de tensión: La fuente distribuida no debe regular la tensión en el punto de interconexión, ni debe causar un apartamiento del valor de la tensión de la red inadmisibles según normativas de la región.

b) Sistema de aterramiento: El sistema de aterramiento de la interconexión de la fuente distribuida no debe generar sobretensiones no admisibles en los equipos instalados de la red, ni debe producir la descoordinación de las protecciones del Distribuidor frente a defectos a tierra en la red.

c) Sincronismo: La unidad generadora debe permanecer en paralelo con la red, sin causar fluctuaciones de la tensión en el punto de conexión mayores a  $\pm 5\%$  del nivel de tensión, y cumplir la normativa regional sobre flicker.

d) Energización de la red: La fuente distribuida no debe energizar la red eléctrica, cuando ésta se encuentra desenergizada.

e) Telemida: Las interconexiones de fuentes distribuidas de potencias mayores a 250 kVA deben ser monitoreadas, potencia aparente real de salida, potencia reactiva y voltaje.

f) Elemento de maniobra: Para la operación de la red de distribución, debe existir en la interconexión un elemento de maniobra fácilmente accesible, con posibilidad de bloqueo, y de corte visible. Debiendo soportar una diferencia de tensión de 220 % del valor nominal de la interconexión.

g) Funcionamiento en Isla: En caso de formación de una isla no intencional, en la cual el GD energiza una parte aislada de la red del distribuidor, el sistema de interconexión debe detectar la isla y desenergizar el área antes de los 2 segundos de conformarse la isla.

Los requerimientos de las protecciones que actúan como respuesta a condiciones anormales de la red se resumen a continuación:

a) Faltas en la RED. El generador distribuido debe dejar de energizar la red de distribución, frente a defectos de cortocircuito o falta de una fase en la misma.

b) Coordinación de Recierres en la RED. En redes del Distribuidor con

recierre automático el generador distribuido debe dejar de energizar la red de distribución antes de que se produzca un recierre en la misma.

c) Sobre y subvoltaje. Frente a detección de valores anormales de tensión, la GD debe desenergizar la red en un tiempo prefijado. Este tiempo es medido entre el comienzo de la condición y la desenergización. La protección en la interconexión debe detectar el valor RMS a frecuencia fundamental del voltaje fase-fase, excepto cuando el transformador de conexión entre la fuente distribuida y la red es de configuración Yy o conexión monofásica, en que se detectara la tensión fase neutro.

d) Sobre y Subfrecuencia. Frente a detección de valores anormales de frecuencia, la GD debe desconectarse en un tiempo prefijado. Al igual que el caso anterior, el tiempo es medido entre el comienzo de la condición y la desenergización.

e) Reconexión a la red. Luego de una condición anormal de la red y producirse la desconexión del la GD del la red; para la reconexión el sistema debe contar con una temporización ajustable (o fija de 5 minutos) una vez que se restablezcan las condiciones normales de servicio.

f) Calidad de onda. El GD debe cumplir unos requerimientos mínimos de generación de perturbaciones en la red del Distribuidor. Estos requisitos se centran en Limitación de inyección de componente de continua, Limitación de Flicker inducido y Limitación de componente de armónicos de la corriente inyectada.

## **E.4. Ensayos en la interconexión**

Con el fin de comprobar el cumplimiento de lo requisitos necesarios para la explotación de la interconexión, se determinan una serie de ensayos. Estos ensayos se pueden clasificar en:

- Ensayos de Diseño
- Ensayos de Producción
- Evaluación de las Instalaciones de Interconexión
- Ensayos Periódicos de las Instalaciones de Interconexión.

## **E.5. Conexión de un nuevo proyecto de Generación Distribuida**

Un nuevo emprendimiento de instalación de GD implica las siguientes etapas:

- Planificación y Estudios de la Red
- Determinación de los requisitos de Diseño
- Determinación de los requisitos de Operación y Mantenimiento

## E.6. Planificación y estudios de la red

Los estudios a realizar para determinar en detalle las obras necesarias de la Interconexión y modificaciones en las instalaciones existentes del Distribuidor incluye:

- Flujo de Carga: Realizando un flujo con y sin el nuevo generador con el fin de determinar el impacto de la nueva generación en la red local. El resultado del estudio incluye las magnitudes de potencia, intensidad y nivel de tensión. Con éstos se identifican los equipos sobrecargados, o con exceso de tensión.

- Cálculo de Cortocircuito: Determinando el efecto de la nueva generación en las corrientes de defecto del sistema. El nuevo nivel de CC es utilizada para evaluar el impacto de la nueva generación en "fault duty" (poder de corte de interruptor y Icc dinámica de los equipos), tanto para las instalaciones del Distribuidor como de los clientes conectados a la red. Se determina los equipos que hay que sustituir.

- Análisis de las perturbaciones en la red Se realizan corridas de flujos de carga, simulando defectos de cc en los diferentes nodos de la red, analizando la actuación de las protecciones. En caso de detectarse actuaciones erráticas de las mismas, se determinan las protecciones a sustituir (instalación de protección direccional de corriente).

## E.7. Requisitos de diseño

El proyecto deberá incluir:

- Las instalaciones de la interconexión deben estar conectadas al sistema SCADA del Distribuidor
- Telemedida y medida
- Especificaciones de equipos de maniobra y equipamiento de MT en general.
- Niveles de Cortocircuito
- Equipamientos de protecciones y equipos asociados, en el generador, en la interconexión y en instalaciones del Distribuidor
- Diseño de la Malla de Tierra

## E.8. Operación y mantenimiento

Se debe firmar un contrato de Explotación entre El GD y el Distribuidor, incluyendo en principio:

- Procedimiento de comunicación en condiciones normales y de emergencia de la instalación.
- Registros de tensión y/o factor de potencia
- Registros de energías (medidores de 4 cuadrantes)
- Coordinación de Mantenimiento
- Chequeos de protecciones y enclavamientos (inspección en gral.)
- Fijar responsabilidades durante condiciones de emergencia.

## Apéndice F

# Publicación en IEEE (M. Vignolo y P. Sotkiewicz): Allocation of Fixed Costs in Distribution Networks with Distributed Generation

### F.1. Abstract

In this paper we propose a method for the allocation of fixed (capital and non-variable operation and maintenance) costs at the medium voltage (MV) distribution level. The method is derived from the philosophy behind the widely used MW-mile methodology for transmission networks that bases fixed cost allocations on the “extent of use” that is derived from load flows. We calculate the “extent of use” by multiplying the total consumption or generation at a busbar by the marginal current variations, or power to current distribution factors (PIDFs) that an increment of active and reactive power consumed, or generated in the case of distributed generation, at each busbar, produces in each circuit. These PIDFs are analogous to power transfer distribution factors (PTDFs).

Unlike traditional tariff designs that average fixed costs on a per kWh basis across all customers, the proposed method provides more cost reflective price signals and helps eliminate possible cross-subsidies that deter profitable (in the case of competition) or cost-effective (in the case of a fully regulated industry) deployment of DG by directly accounting for use and location in the allocation of fixed costs. An application of this method for a rural radial distribution network is presented.



## F.2. Keywords

Distributed generation, allocation of fixed costs, distribution networks.

## F.3. Introduction

It is becoming widely accepted that distributed generation (DG) resources can provide benefits to distribution and transmission networks; reducing line losses, acting as a network service provider by postponing new distribution or transmission reinforcements, and providing ancillary services. In addition, as a modular technology, it may present a lower cost addition to the system in that a large facility need not to be built that has excess capacity for some years. The Working Group 37.23 of CIGRE has summarized in (CIGRE 1999) some of the reasons for an increasing share of DG in different countries.

As it is likely that DG will become more prevalent in distribution systems, we are interested in modeling the distribution network with DG paying particular attention to the design of tariffs for the recovery and allocation of distribution network fixed costs including capital and non-variable operation and maintenance (O & M) costs. It is already well understood that nodal energy prices as developed by (Schweppe & Caramanis 1988) sends short-run efficient time and location differentiated price signals to load and generation in transmission networks as discussed in (Hogan 1998). These signals can also be used for sending the appropriate signals for the siting of DG in distribution networks as demonstrated in (Sotkiewicz & Vignolo 2004). While these short-run efficient nodal prices collect more revenue from loads than is paid out to generators, it has been shown in (Perez-Arriaga et al 1995), (Rudnick et al 1995), and (Pereira da Silva et al 2001) to be insufficient to cover the remaining infrastructure and other fixed costs of the network.

It is also well established that passing through the remaining infrastructure costs on a *pro rata* basis, as is often the case in many tariff methodologies, does not provide price signals that are based on cost causality (cost reflective) or are long-run efficient for investment in new network infrastructure, or for the location of new loads or generation. Beginning with (Shirmohammadi et al 1989) many have written about “extent of use” methods for the allocation of transmission network fixed costs. These “extent of use” methods for allocating costs have also become known generically as MW-mile methods as they were called in (Shirmohammadi et al 1989). The “extent of use” can be generically defined as a load’s or generator’s impact on a transmission asset (line, transformer, etc.) relative to total flows or total capacity on the asset as determined by a load flow model. Other variations on this same idea can be seen in (Lima 1996). An interesting trend in the literature on MW-mile methodologies emerges on closer examination. As different methods are proposed to allocate fixed transmission costs, rarely is there any incentive to provide for counter-flow on a transmission asset, the contention being that transmission owners would be against making payments to generators that provided counter-flows and the worry that the

method would no longer be revenue sufficient (Shirmohammadi et al 1989), (Lima et al 1995), (Kovacs & Leverett 1994), and (Pan et al 2000). (Lima et al 1995) allows for counterflows, but to ease potential worries to transmission owners, proposes that counterflows be assessed a charge of zero.

As there are many cost allocation methods, there are many load flow based methods to determine the extent of use. (Bialek 1997), (Bialek 1998), and (Su & Liaw 2001) use a tracing method that relies on the use of proportional sharing of flows into and out of any node. Marginal factors such as distribution factors are used in (Shirmohammadi et al 1989) and (Rudnick et al 1995) while (Park et al 1998) uses a line utilization factors that depend on demand in the system being held constant. (Pan et al 2000) provides an overview and comparison of these methods and shows that they arrive at very similar results for flows and charges, leading the them to conclude that there still is no agreement on the best method to determine the extent of use.

As discussed in (Sotkiewicz & Vignolo 2004), the rationale behind the present work is that the presence of DG in the distribution network transforms distribution from a passive network (e.g. a network that only has loads connected to it) into an active network, not unlike a transmission network. As with nodal pricing for short-run operation of power systems where price signals are sent so that generators close to loads are rewarded for reducing losses, or generators locating downstream of a congested asset are rewarded for alleviating that congestion, *generators or loads that locate in a manner that reduces line loading or uses fewer assets should be rewarded with lower charges for the recovery of fixed costs as essentially these generators or loads "create" additional distribution capacity.* As a result, we propose that extent of use cost allocation methodologies from transmission networks could, and should, be adopted to promote more cost reflective pricing which will provide better financial incentives for the entry and location of distributed generation or large loads on, and investment in, distribution networks.

Our extent of use measure uses marginal changes in current, as opposed to power, in a distribution asset with respect to both active and reactive power injections multiplied by those injections to determine the extent of use at any time  $t$ .<sup>1</sup> Unlike most previous applications of extent of use measures, our extent of use measure explicitly accounts for flow direction to provide better long-term price signals and incentives for DG to locate optimally in the distribution network and to alleviate potential constraints and reduce losses.

We propose two possibilities to price the extent of use, the merits of which will be discussed in the next section below. First, we can compute the extent of use at each bus in each hour and will price the extent of use on a per MWh basis at each bus in each hour, with any remaining fixed costs spread over all load in the system on a per MWh basis. The other pricing option we explore is the use of fixed charges based on the extent of use at each bus at the system coincident peak, with any remaining fixed costs recovered over all load at coincident peak.

---

<sup>1</sup>The extent of use measure we propose is not a marginal methodology like the nodal pricing of congestion and losses, but is analogous to the expenditures incurred or revenues gained (price multiplied by quantity) under nodal pricing.

The paper is structured as follows. In Section II we will present the general allocation strategy. In Section III we will present the proposed electricity “extent of use” measurement methodology. In Section IV we will present an application of the proposed method considering a rural radial medium voltage (MV) distribution network with results presented in Section V. Section VI concludes.

## F.4. Allocation Strategy and Description of Charges

From an economic perspective allocation methods for fixed costs do not have efficiency properties *per se*. But the allocation of costs, regardless of the method, is entirely necessary for the owners of distribution infrastructure so they may recover the costs associated with providing distribution service. *Thus, given the general lack of efficiency properties and the need to allocate fixed costs, allocating costs to those who cause them (cost causality) is another method that is often used, and is the criteria we use in our allocation strategy.* Moreover, since these are fixed costs that are being allocated, there are no “short-term” incentive changes that one would observe akin to the changes that occur when moving to efficient nodal prices for energy.

However, there are long-term entry and siting incentives that may change depending on the fixed cost allocation. Consider the siting of distributed generation on a distribution system. An allocation of costs based on the line loading attributable to distributed generation that pays generators for providing counter flow that effectively “creates additional capacity provides a better financial incentive to distributed generation to site where it provides counter flow versus siting at a location where it increases line loading, all else equal. Or, for a large industrial customer, allocation of costs based on the extent of use will lead it to site its facility closer to the interface with the transmission system rather than at the end of the network where it will increase loading far more facilities.

In the design of our allocation strategy, we make two observations regarding distribution networks. The first is that distribution networks are designed primarily to handle circuit currents. The second observation is that current flow better corresponds to the thermal capacity limits of a line or asset since voltages may not necessarily be held constant in the network (Baldick 2003). Consequently, the “extent of use of distribution network circuits can be measured in terms of the contribution of each customer to the current flow, not the power flow, through the circuit at any point in time similar to (Chu, Chen & Hsu 2001) in their derivation of utilization factors. This current flow can be traced to injections and withdrawals of active and reactive power at each busbar using active and reactive power to current distribution factors, APIDFs and RPIDFs respectively. Our extent of use measure is grounded in the idea that costs should be allocated to those who cause them. Given that we propose to use current flows attributed to network customers, we choose to call our methodology an “Amp-mile” or “I-mile” methodology for allocating fixed distribution network costs.

The contribution of a given customer to the current flow on a given circuit at any time is the summation of the correspondent APIDF and RPIDF times

the actual active and reactive power respectively injected or withdrawn by the customer at that time. The summation for a given circuit of all customers contributions closely approximates the current flow. A reconciliation factor must be used to obtain the exact current flow through the circuit using the APIDFs and the RPIDFs. The reconciliated contributions can be used as a measure of the “extent of use”, and active power extent of use (AEoU) and reactive power extent of use (REoU) factors can be obtained.

The fixed cost of each circuit is calculated summing up the capital and non-variable O & M costs of the conductor and other circuit related equipment such as circuit breakers, isolators, dischargers, etc., including installation costs. The capital portion of the fixed cost is assumed to be a levelized cost. A locational charge for each customer, which recovers the used network capacity, can be determined summing up the individual facility charges for circuit usage. These individual charges are obtained multiplying the correspondent AEoU and REoU factors by the adapted circuit cost (ACC). The ACC for a circuit is calculated multiplying the levelized circuit cost by the used circuit capacity (UCC) factor, which is given by the ratio between current flow and current capacity of the circuit. As suggested by (Lima 1996) and (Pan et al 2000), and employed by (Bialek 1998), any remaining network costs related to the unused capacity of the circuits can be recovered by a non-locational charge.

We obtain for each customer (generator/demand) two types of charges, locational and non-locational, for the recovery of fixed costs for the distribution network. The first is a locational charge, based on the extent of use, that should be paid to cover the portion of fixed cost for network service considering both active power (active locational charge) and reactive power (reactive locational charge) injections or withdrawals. Unlike previous applications of flow-based extent-of-use methodologies and charges that only account for flow magnitudes and not flow direction, *in our Amp-mile method we explicitly account for counterflows and reward potential distributed generation units that free up, or in effect, create additional distribution network capacity with negative locational payments (payments to the DG source)*. The second charge is a non-locational charge that is levied to recover the cost of the unused network capacity and spreads the cost of the unused capacity over all load in some fashion.<sup>2</sup> It can be argued that the spare capacity can be seen as a common “system benefit” to all users as the excess capacity reduces losses for every customer and provides system security and therefore should be paid for by all users.

There exist a variety of possibilities for assessing the locational and non-locational charges. One possibility is to allocate both charges on a per MWh basis. However, a drawback to allocating charges for fixed costs on a per MWh basis is that it would distort short-term price signals if those short-term signals were based on efficient nodal prices. However, assessing the charges on a per MWh basis would make it easier to implement the suggestion by (Perez-Arriaga & Smeers 2003) that extent of use charges for network infrastructure may be

---

<sup>2</sup>We allocate non-locational charges over only load as this is the tariff method used in Uruguay, where our example is based in Section IV. If we allocated some of these costs to generators, it does not change our results qualitatively.

more long-term efficient if they are time differentiated to account for different usages patterns over different time periods. By assessing these charges in each hour we are taking the suggestion to the extreme. Time differentiating locational charges for the recovery of fixed costs has also been previously implemented in (Rubio & Perez-Arriaga 2000). At the other extreme, the charges could be assessed as a fixed charge. The basis for the fixed locational charge could be determined by a customer's contribution to line loading at system peak, while the remaining non-locational charge could be based on the demand at coincident peak. The main rationales for a fixed charge are that it holds with the logic of distribution network design to serve the system peak and fixed charges also preserve the efficiency of short-term nodal prices. There are other possibilities for allocating fixed charges, but that is beyond the scope of our work.

In our application in Sections IV and V, we will provide examples using both per MWh charges and fixed charges based on demand at system peak for both the locational component and the non-locational component.

## F.5. Extent of use measurement methodology and charges

### F.5.1. Defining the Extent of Use

In (Baldick 2003) the power to current distribution factor, from injection at bus  $k$  to current magnitude on the line  $l$ , is defined as the sensitivity:

$$\frac{\partial \bar{I}_l}{\partial P_k} \quad (\text{F.1})$$

We define active power to absolute current distribution factor with respect to an injection or withdrawal at bus  $k$  to the absolute value of current on the line  $l$ , at time  $t$ , as the sensitivity:

$$APIDF_{lk}^t = \frac{\partial I_l^t}{\partial P_k^t} \quad (\text{F.2})$$

where,

$I_l^t$  is the absolute value of current  $\bar{I}_l^t$  through circuit  $l$ , at time  $t$

$P_k^t$  is the active power withdrawal at node  $k$ , at time  $t$

In the same way, the reactive power to absolute current distribution factor with respect to an injection or withdrawal at bus  $k$  to absolute value of current on the line  $l$ , at time  $t$ , can be defined as the sensitivity:

$$RPIDF_{lk}^t = \frac{\partial I_l^t}{\partial Q_k^t} \quad (\text{F.3})$$

where,

$Q_k^t$  is the reactive power withdrawal at node  $k$ , at time  $t$

Within this framework, both  $APIDF_{lk}^t$  and  $RPIDF_{lk}^t$  are calculated using the Jacobian matrix derived from the power flow equations of Appendix II.

Absolute value of current at line  $l$ , at time  $t$ , can be approximated as:

$$I_l^t \cong \sum_{k=2}^n APIDF_{lk}^t [PL_k^t + PG_k^t] + \sum_{k=2}^n RPIDF_{lk}^t [QL_k^t + QG_k^t] \quad (\text{F.4})$$

where,

$PL_k^t$  is the active power consumption of a demand customer at busbar  $k$ , for time  $t$  with  $PL_k^t \geq 0$ .

$PG_k^t$  is the active power consumption of a generation customer at busbar  $k$ , for time  $t$  with  $PG_k^t < 0$ .

$QL_k^t$  is the reactive power consumption of a demand customer at busbar  $k$ , for time  $t$  with  $QL_k^t \geq 0$ .

$QG_k^t$  is the reactive power consumption of a generation customer at busbar  $k$ , for time  $t$  with  $QG_k^t < 0$  for a generator providing reactive power to the network.

$n$  is the number of busbars in the distribution network, with  $k = 1$  as the slack bus and  $m$  is the number of lines in the network where  $m \leq n - 1$ .

$I_l^t$  turns out to be a close approximation as circuit currents are approximately a linear function of active and reactive power at busbars. However, to define AEOU and REOU factors, a reconciliation factor is needed so that the ‘‘extent of use’’ factors for a given line sum to 1. We define  $AI_l^t$  so that

$$AI_l^t = \sum_{k=2}^n APIDF_{lk}^t [PL_k^t + PG_k^t] + \sum_{k=2}^n RPIDF_{lk}^t [QL_k^t + QG_k^t]. \quad (\text{F.5})$$

Then, dividing by  $AI_l^t$ , the product of the active/reactive power to current distribution factor with the active/reactive power injection or withdrawal, we obtain extent of use factors. Note that the summation for all busbars, for a given line  $l$ , at a given time  $t$ , of these factors equals one.

**Active power related extent of use factor for line  $l$  with respect to demand at busbar  $k$ , for time  $t$ :**

$$AEoUL_{lk}^t = \frac{APIDF_{lk}^t \times PL_k^t}{AI_l^t} \quad (\text{F.6})$$

**Active power related extent of use factor for line  $l$  with respect to generation at busbar  $k$ , for time  $t$ :**

$$AEoUG_{lk}^t = \frac{APIDF_{lk}^t \times PG_k^t}{AI_l^t} \quad (\text{F.7})$$

**Reactive power related extent of use factor for line  $l$  with respect to demand at busbar  $k$ , for time  $t$ :**

$$REoUL_{lk}^t = \frac{RPIDF_{lk}^t \times QL_k^t}{AI_l^t} \quad (\text{F.8})$$

**Reactive power related extent of use factor for line  $l$  with respect to generation at busbar  $k$ , for time  $t$ :**

$$REoUG_{lk}^t = \frac{RPIDF_{lk}^t \times QG_k^t}{AI_l^t} \quad (\text{F.9})$$

### F.5.2. Defining the Costs and Charges

Let  $CC_l$  be the levelized annual cost of circuit  $l$ . If line flows are measured every hour during the year, for example, then the levelized cost for each hour  $CC_l^t = \frac{CC_l}{8760}$ . Without loss of generality, the number of time periods can vary depending on how often flows are measured, whether they be every hour or every five minutes.

The adapted cost of circuit  $l$ , for time  $t$ , is defined as

$$ACC_l^t = UCC_l^t \times CC_l^t \quad (\text{F.10})$$

where,

$UCC_l^t$  is the used circuit capacity of  $l$ , for time  $t$ , and is defined by

$$UCC_l^t = \frac{I_l^t}{CAP_l} \quad (\text{F.11})$$

$I_l^t$ , the current through circuit  $l$ , for time  $t$ , and  $CAP_l$ , the circuit capacity of  $l$

### Time Differentiated Per Unit Charges

Related active and reactive locational charges for demand/generation at busbar  $k$ , for time  $t$ , can now be determined. These charges can be expressed as a total charge at time  $t$ , though given that these charges could change on an hourly basis, they are for all intents and purposes time differentiated per MWh or MVarh charges and is the way we shall express the charges below.

The total **active locational charge for demand at bus  $k$** :

$$AL_k^t = \sum_{l=1}^m AEoUL_{lk}^t \times ACC_l^t \quad (\text{F.12})$$

The total charge can be broken down into a per MWh charge by noting that total charges for bus  $k$  can be expressed as

$$AL_k^t = \sum_{l=1}^m \frac{APIDF_{lk}^t \times PL_k^t}{AI_l^t} \times \frac{I_l^t}{CAP_l} CC_l^t. \quad (\text{F.13})$$

Note that  $AI_l^t \cong I_l^t$  for each line  $l$ , and dividing through by the active power demand at bus  $k$ ,  $PL_k^t$ , then the per MWh charge can be expressed as

$$\frac{AL_k^t}{MWh} \cong \sum_{l=1}^m \frac{APIDF_{lk}^t \times CC_l^t}{CAP_l}. \quad (\text{F.14})$$

As a time and location differentiated charge, the per unit charge has two desirable properties in terms of cost causality. First, as active power load at bus  $k$  increases, the extent of use increases so that at peak usage times, the customer at bus  $k$  will face a higher overall charge. Second, the more circuits over which power demanded at bus  $k$  must travel, the greater will be the overall charge.

Moreover, the per unit charges, a per MWh charge as expressed in equation F.14, should be stable over both time and differing load levels at bus  $k$ . Both  $CC_l^t$  and  $CAP_l$  are constants. And  $APIDF_{lk}^t$  is approximately constant as the relationship between injections or withdrawals and current flow are approximately linear.

Analogously, for active power injected, **the total active locational charge for generation at bus  $k$** :

$$AG_k^t = \sum_{l=1}^m AEoUG_{lk}^t \times ACC_l^t \quad (\text{F.15})$$

And just as we have define the per MWh charge for load, the per MWh charge for generation at bus  $k$  is

$$\frac{AG_k^t}{MWh} \cong - \sum_{l=1}^m \frac{APIDF_{lk}^t \times CC_l^t}{CAP_l}. \quad (\text{F.16})$$

Note that for this case a minus sign must be added in the formula because PIDs are defined for the case of withdrawals and power generation,  $PG_k^t$ , is a negative withdrawal when calculating this per MWh charge. Then, when the generation at bus  $k$  is providing counterflow, the per MWh charge for injections at bus  $k$  are really payments made to generation for “creating” extra capacity on each circuit  $l$ . The more circuits for which counterflows are created, and hence “capacity created,” also implies that this payment increases.



We can now define analogous charges for reactive power withdrawals and injections at bus  $k$  that have the same properties and interpretations.

**Related reactive locational charge for demand at bus  $k$ :**

$$RL_k^t = \sum_{l=1}^m REoUL_{lk}^t \times ACC_l^t \quad (\text{F.17})$$

$$\frac{RL_k^t}{MWh} \simeq \sum_{l=1}^m \frac{RPIDF_{lk}^t \times CC_l^t}{CAP_l}. \quad (\text{F.18})$$

**Related reactive locational charge for generation at bus  $k$ :**

$$RG_k^t = \sum_{l=1}^m REoUG_{lk}^t \times ACC_l^t \quad (\text{F.19})$$

$$\frac{RG_k^t}{MWh} \simeq - \sum_{l=1}^m \frac{RPIDF_{lk}^t \times CC_l^t}{CAP_l}. \quad (\text{F.20})$$

### Fixed Charges Based on Extent of Use at System Peak

Fixed charges based on the extent of use at the system peak have two desirable attributes over per unit charges. First, as the charge is independent of use at each hour except the peak hour, it will not distort efficient short-term price signals such as nodal prices. Second, as distribution networks are often designed explicitly to handle the system peak, it is logical to assess the charge based on use at the peak. Consider our measure of the extent of use defined in equations F.6, F.7, F.8, F.9 and define the extent of use at system peak for active and reactive load and generation as

$$AEoUL_{lk}^{peak} = \frac{APIDF_{lk}^{peak} \times PL_k^{peak}}{AI_l^{peak}}, \quad (\text{F.21})$$

$$AEoUG_{lk}^{peak} = \frac{APIDF_{lk}^{peak} \times PG_k^{peak}}{AI_l^{peak}}, \quad (\text{F.22})$$

$$REoUL_{lk}^{peak} = \frac{RPIDF_{lk}^{peak} \times QL_k^{peak}}{AI_l^{peak}}, \quad (\text{F.23})$$

$$REoUG_{lk}^{peak} = \frac{RPIDF_{lk}^{peak} \times QG_k^{peak}}{AI_l^{peak}}, \quad (\text{F.24})$$

where the *peak* superscript denotes the values at system peak. As the fixed charge will be fixed for the entire year, we define the adapted circuit capacity for the levelized annual circuit cost of the capacity to be

$$ACC_l^{peak} = \frac{I_l^{peak}}{CAP_l} \times CC_l, \quad (\text{F.25})$$

where  $CC_l$  is the levelized annual cost of circuit  $l$ . Thus, the locational charges to load and generation for active and reactive power are

$$AL_k^{peak} = \sum_{l=1}^m AEOUL_{lk}^{peak} \times ACC_l^{peak} \quad (\text{F.26})$$

$$AG_k^{peak} = \sum_{l=1}^m AEOUG_{lk}^{peak} \times ACC_l^{peak} \quad (\text{F.27})$$

$$RL_k^{peak} = \sum_{l=1}^m REOUL_{lk}^{peak} \times ACC_l^{peak} \quad (\text{F.28})$$

$$RG_k^{peak} = \sum_{l=1}^m REOUG_{lk}^{peak} \times ACC_l^{peak} \quad (\text{F.29})$$

Relative to the per unit, time differentiated charges, given that the PIDs are approximately constant, the total charges over the year can differ significantly using a fixed, coincident peak charge. In fact, if an individual load at the coincident peak is greater than the average load for that individual customer over the year, then the charges will be higher. Conversely, if the individual load at coincident peak is less than the average load for that individual customer over the year, the the charges will be lower.

### Non-locational Charges

As mentioned previously, our extent of use method will not allocate all fixed costs based upon the extent of use. The condition under which locational charges will cover the entire fixed cost of an asset are described below. The remaining fixed cost not recovered by locational charges in the case of time differentiated, per unit charges is,

$$\begin{aligned} RCC^t &= \sum_{l=1}^m [CC_l^t - ACC_l^t] \\ RCC^t &= \sum_{l=1}^m CC_l^t \left[ 1 - \frac{I_l^t}{CAP_l} \right], \end{aligned} \quad (\text{F.30})$$

and these costs will be allocated over all load for for the year on a per MWh basis.

The remaining non-locational costs that must be covered for the fixed, coincident peak locational charge are

$$RCC^{peak} = \sum_{l=1}^m (CC_l - ACC_l^{peak})$$

$$RCC^{peak} = \sum_{l=1}^m (CC_l^{peak} (1 - \frac{I_l^{peak}}{CAP_l})), \quad (F.31)$$

and these costs will be allocated based on the individual loads at the coincident peak.

### F.5.3. When Locational Charges Cover Fixed All Fixed Costs of an Asset

In general, our method does not recover all of the fixed costs through locational charges. However, the locational charges defined above can recover all fixed costs when the circuit is fully loaded. Obviously, this results directly from the proposed allocation strategy, but can also be easily verified. Let us calculate the total amount recovered by locational charges applied to all busbars, for a given line  $l$ , at time  $t$ , when the current equals the circuit capacity.

$$Loc_l^t = ACC_l^t \times \sum_{k=2}^n (AEoUL_{lk}^t + AEoUG_{lk}^t + REoUL_{lk}^t + REoUG_{lk}^t) \quad (F.32)$$

$$Loc_l^t = \frac{ACC_l^t}{AI_l^t} \times \sum_{k=2}^n (APIDF_{lk}^t \times (PL_k^t + PG_k^t) + RPIDF_{lk}^t \times (QL_k^t + QG_k^t)) \quad (F.33)$$

$$Loc_l^t = \frac{I_l^t \times CC_l^t}{CAP_l \times AI_l^t} \times \sum_{k=2}^n (APIDF_{lk}^t \times (PL_k^t + PG_k^t) + RPIDF_{lk}^t \times (QL_k^t + QG_k^t)) \quad (F.34)$$

$$Loc_l^t = \frac{I_l^t}{CAP_l} \times CC_l^t \times \frac{1}{AI_l^t} \times AI_l^t \quad (F.35)$$

Then, as  $I_l^t = CAP_l$ ,  $Loc_l^t = CC_l^t$ .

Note that the same can be shown for the fixed, coincident peak charge substituting peak values for time differentiated values and the levelized annual cost for the levelized hourly cost.

## F.6. Application-Network Characteristics

Let us consider the rural radial distribution network of Fig. F.1. The characteristics of the distribution network are meant to reflect conditions in Uruguay

where there are potentially long, radial lines. This network consists of a busbar (1) which is fed by a 150/30 kV transformer, and 4 radial feeders (A, B, C, D). The network data is shown in Tables F.1 and F.2. For the purpose of simplicity, we will just consider feeder A for our calculations. Feeder A consists of a 30 kV overhead line feeding 6 busbars (3, 4, 5, 6, 7, 8). Except for the case of busbar 4, which is an industrial customer, all the other busbars are 30/15 kV substations providing electricity to low voltage customers (basically residential). In theory we could apply our tariff scheme to voltages 15 kV and lower, but the cost of metering may be prohibitive at these lower voltages. We will assume then that the industrial customer has the load profile of Fig. F.2 and the residential customers have the load profile of Fig. F.3. The load profiles used in this section have been taken from a database of the state-owned electric utility in Uruguay. As can be seen in the figures, the residential load profiles follow a typical pattern with daily peaks in the evening. The seasonal peak is in the winter season. The industrial load profile is from a particular customer that operates at night due to the tariff structure in Uruguay that encourages usage at night, with daily peaks between midnight and 4 am, and a seasonal peak in the winter. For all cases the power factor for load is assumed to be 0.9 lagging.

We will also run cases with the same distribution network of Fig.1.1 but with generator G connected at bus 8. G is a 1 MVA synchronous generator operating at 0.95 lagging power factor. We assume this distributed generation unit runs in all hours along the year at full capacity except for the weekends when it runs at half capacity. We also assume that G has a cost that is below the system price at these hours for the cases with DG.

Cuadro F.1: Typical data for 120A1A1 conductor

$r(\Omega/km)$	$x(\Omega/km)$
0.3016	0.3831

Cuadro F.2: Information data for the rural radial distribution network

Sending bus	Receiving bus	Length (km)	Type of Conductor
1	2	10.0	120A1A1
2	3	1.6	120A1A1
2	4	26.0	120A1A1
4	5	3.0	120A1A1
5	6	1.5	120A1A1
6	7	5.6	120A1A1
7	8	13.5	120A1A1

As it can be seen, each load profile has eight different scenarios corresponding to seasons and to weekdays and non working days. We will assume that the levelized annual fixed cost of the considered network is USD 134640 which is reflective of prices in Uruguay.

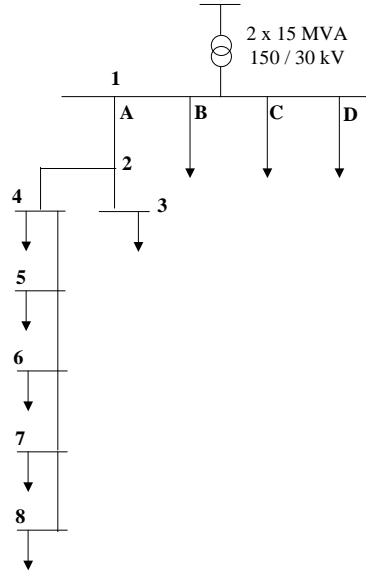


Figura F.1: A rural distribution network.

## F.7. Application-Results

In the case of our network, our benchmark for comparison is a per MWh charge where the fixed cost is averaged over all load for the entire year which is \$5.40/MWh and the yearly charges for each bus can be seen in Table F.3. Note that for all of our cases, there is no load at busses 1 and 2, thus there is no need to report any results for those busses.

Cuadro F.3: Benchmark: Yearly charges in USD using average tariff of 5.40 USD/MWh

Bus	3	4	5	6	7	8
Charge	20146	33909	20146	20146	20146	20146

Overall our results show, as expected, residential customers (i.e. same load profiles) locational charges increase with the distance between the customer and

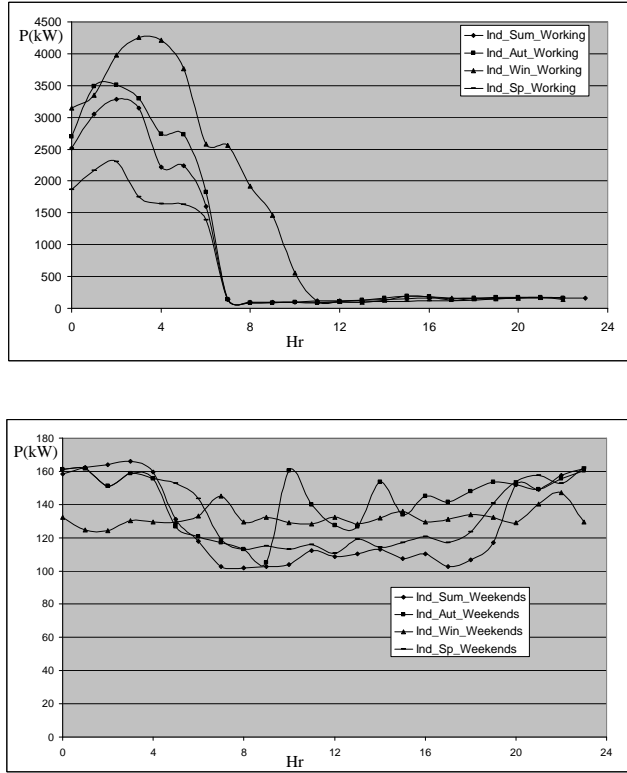


Figura F.2: Daily load profiles for the industrial customer.

the PSP. The more circuits over which power demanded at bus  $k$  must travel, the greater is the charge. This reflects the “extent of use” philosophy behind the methodology: the greater the extent of use, the greater the charges will be. The magnitude of the locational charges for each bus will be discussed in more detail below.

We have examined and priced out four cases. Two cases are assessing locational charges on a time differentiated, per unit basis with and without distributed generation, and the other two cases are assessing a fixed, coincident peak locational charge with and without distributed generation. A summary of locational and remaining charges by case can be seen in Table F.4. In all cases, the net amount paid to the distribution company should be exactly equal to the fixed cost of \$134640 for the network. However, in the cases with DG, DG receives payments, represented by negative payments, for the “capacity it creates” by locating at bus 8 and generating counterflow that reduces line loading. Moreover, the demand customers, whom we have assumed pay for the network, pay more than the capital cost of the network. The reason is that they are pay-

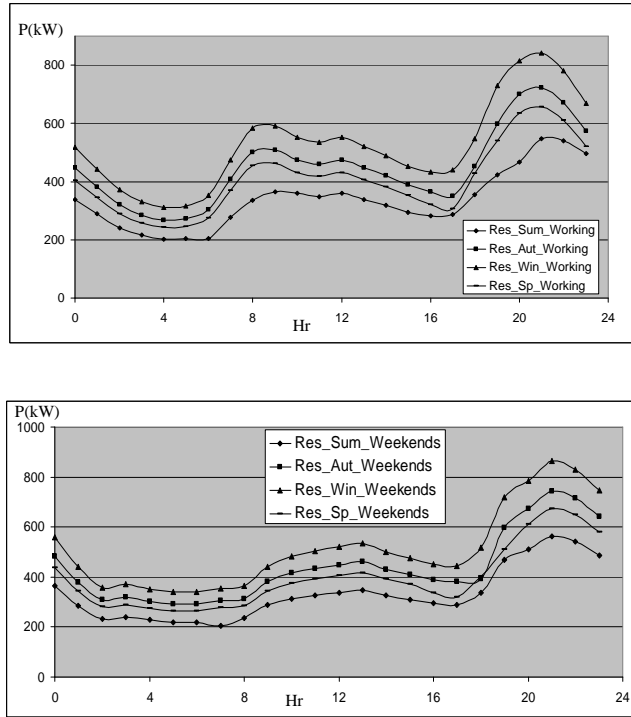


Figura F.3: Daily load profiles for the residential customers.

ing for the “extra capacity created” by the DG resource in addition to the actual network capacity. This would be no different than if the distribution company added capacity itself and assessed those charges to demand customers.

Cuadro F.4: Summary of Locational, Remaining, and Total Charges by Case in USD/yr

	Bench- mark	Per Unit No DG	Per Unit DG	Fixed No DG	Fixed DG
$T_{Loc}$ Demand	—	24133	20732	51230	46359
$T_{Loc}$ DG	—	—	-4425	—	-4472
$T_{Rem}$	134640	110507	118333	83410	92717
$T_{ot}$ Demand	134640	134640	139065	134640	139076

With respect to the magnitude of the locational charges in Table F.4, there are two things that stand out. The first is that the locational charges for demand are greater without DG in both pricing cases. This is due to the network being more heavily loaded without DG implying the adapted circuit cost used for allocating locational charges is greater than the cases with DG thereby leading to the higher charges. The second item that stands out is that the fixed, coincident peak locational charges are greater than the per unit, time differentiated charges. As discussed in Section F.5, the per unit, time differentiated charges are quite stable over hours and seasons, thus the total charges in the per unit case are approximately equal to the average load multiplied by the per unit rate multiplied by 8760. But in the coincident peak case, the load that is determining the yearly charge is the peak, not the average, thus leading to higher overall locational charges.

Below we discuss the various cases and examine more closely the financial impacts at each bus as well as overall properties of those cases.

### F.7.1. Time Differentiated Per Unit Locational Charges

#### No Distributed Generation

Computation of the network in this case leads to the results of Table F.5 and Table F.9 and Figures F.4, F.5, F.6, F.7 of Appendix I.

The use of each circuit is due to both active and reactive power flows. For this example, active related charges are approximately 80 % of the locational charge, while reactive related locational charges account for the other 20 %. Overall, the locational charges recover approximately 18 % of the network fixed cost while the other 82 % is recovered by the non-locational charge as seen in Table F.9.

Moreover, as discussed in Section F.5 and discussed above, the per unit (MWh or MVarh) charges are relatively stable over hours of the day, weekdays or weekends, and over seasons as can be seen in in Figures F.4, F.5, F.6, F.7 of Appendix I. We have chosen busses 3, 4, and 8 to show this stability for both residential and industrial loads as well as the fact that location does not affect the stability of the per unit charge. The slight variations that do exist are such that the per unit charge difference are no more that 2.5 % of the remaining non-locational per MWh charge of \$4.43/MWh.

Table F.5 summarizes the locational, non-locational (remaining), and total fixed cost charges by bus for the year. Table F.9 in Appendix I shows the total active and reactive locational charges for each busbar, in USD/yr for each season. Figures F.4, F.5, F.6, F.7 of Appendix I show the per unit charge and its variation over hour and season for busses 3, 4, and 8.

The financial implications of locational fixed charges is revealing as well from Table F.5. Now consider the residential customer at bus 3. Under our proposed methodology and time differentiated per unit charge, the total charges for the year are \$17538 versus benchmark charges of \$20146, a 13 % savings, due to the fact that load at bus 3 does not affect the rest of the network or affects it very little. The residential customer at the end of the line at bus 8, however, pays



Cuadro F.5: Distribution network without DG: Summary of charges in *USD/yr* by Bus

*Total locational and remaining charges for demand, all seasons, for working days and weekends (USD/yr)*

Bus	3	4	5	6	7	8
$T_{Loc}$	1047	5855	3641	3783	4297	5510
$T_{Rem}$	16536	27833	16536	16536	16536	16536
$T_{Tot}$	17583	33688	20177	20319	20833	22046

more: total charges of \$22046 versus the benchmark of \$20146, a 9.5 % increase. Again, this is as expected as the customer at bus 8 affects all the assets in the system. As for the industrial customer at bus 4, its charge change very little in this case \$33688 versus the benchmark of \$33909.

### With Distributed Generation

Computation of the network in this case leads to the results of Table F.6 and Table F.10 and Figures F.8, F.9, F.10, F.11 of Appendix I.

For this example, active related locational charges are approximately 76 % of the locational charge inclusive of payments to DG, while reactive related locational charges account for the other 24 % as seen in Table F.10 in Appendix I. Overall, the locational charges, inclusive of payments to DG, recover approximately only 12 % of the network fixed cost while the other 88 % is recovered by the non-locational charge as seen in Table F.10 in Appendix I.

Cuadro F.6: Distribution network with DG: Summary of charges in *USD/yr* by Bus

*Total locational and remaining charges for demand, all seasons, for working days and weekends (USD/yr)*

Bus	3	4	5	6	7	8D	8G
$T_{Loc}$	1033	5704	3535	3648	3809	3003	-4425
$T_{Rem}$	17706	29801	17706	17706	17706	17706	-
$T_{Tot}$	18739	35505	21241	21354	21515	20709	-4425

In this case, charges (both active and reactive related charges) for generator G are negative, reflecting the counterflow that the DG resource is providing to free up circuit capacity. Another way of viewing this result, as stated previously, is that the negative charges are really payments to the DG for “creating” extra capacity in the network. In addition, the payments made to the generator are greater at times of greater network utilization, such as the winter season and at greater loading attributable to residential loads at their peak hours at busses 5-8, reflecting the increased value the DG resource provides as the network becomes more heavily loaded as shown in Figures F.8, F.9, F.10, F.11 of Appendix I.

Overall, the presence of DG also alters the tariffs of demand customers. Overall locational charges for load decrease relative to the case without the DG resource, but only by about 14% of the locational charges without DG, and by bus, the decrease is greater the closer the load is to the DG resource. This reduced locational charge is attributed to the decreased line loading from the counterflow from the DG resource.<sup>3</sup> Note, for instance, that there is a large reduction in locational charges for the demand at bus 8. Due to the reduced line loading, the non-locational charge increases from \$4.43/MWh to \$4.74/MWh or by 7% over the case without DG.

The overall network capital charge will increase for load customers on the network as mentioned above. This result should not be surprising as load customers are benefiting from, and paying for, the virtual increase in network capacity created by the DG resource. However, the total cost to load customer may decrease with the decrease in line losses induced by the increased network capacity, though we do not examine losses here. In any event, the total charges paid by load, relative to the benchmark are all higher, except for bus 3, and they are all higher than the case without DG except for bus 8 which benefits directly from being at the same bus as DG.

## F.7.2. Fixed, Coincident Peak Locational Charges

### No Distributed Generation

Cuadro F.7: Distribution network without DG: Summary of peak charges in USD/yr

*Total locational and remaining charges for demand, all seasons, for working days and weekends (USD/yr)*

Bus	3	4	5	6	7	8	TOT
<i>Tot<sub>Loc</sub></i>	827	36230	3039	3145	3535	4455	51230
<i>Tot<sub>Rem</sub></i>	4675	60035	4675	4675	4675	4675	83410
<i>Tot</i>	5502	96265	7714	7820	8210	9130	134640

A summary of the fixed, coincident peak locational charges without DG can be found in Table F.7 and Table F.11 in Appendix I. As discussed above, the total charges paid, relative to the time differentiated per unit charges, will depend on whether the load at the coincident peak is less than or greater than the average load over the year. For example, the loads at all residential (3,5,6,7,8) busses pay lower locational charges, and lower overall charges, than they did under the other pricing regime because their load at the peak hour is less than

<sup>3</sup>Our extent of use factors are weighted by a linear approximation of the current flow, which for the value of any withdrawal, is less than the actual current as current is a concave (square root) function of withdrawals. Going back to equations F.12 and F.13, with the reduction in line loading, actual current flow decreases by more than the linear approximation resulting in lower charges for the same load.

the average load over the year. The overall charges for residential loads are also much lower than the benchmark charges. In fact, the coincident peak occurs in hour 3 during the winter season, and is driven by the industrial customer at bus 4. Moreover, if one is to examine the load profiles in Figures F.2 and F.3, it is easy to see that at the peak hour, residential customers are close to their minimums rather than their peaks. This result is purely an artifact of the data we have on loads in Uruguay. If the residential loads peaked at about the same time as the industrial customer, they too would pay more than under the per unit charges just as the industrial customer at bus 4 does. The industrial customer, because it is driving the peak, pays more than six times more in locational charges than it did under the other pricing mechanism, and drives the overall more than doubling in locational charges.

### With Distributed Generation

Cuadro F.8: Distribution network with DG: Summary of peak charges in USD/yr

*Total locational and remaining charges for demand, all seasons, for working days and weekends (USD/yr)*

Bus	3	4	5	6	7	8D	8G
<i>Tot<sub>Loc</sub></i>	819	35200	2940	3004	2668	1764	-4472
<i>Tot<sub>Rem</sub></i>	5196	66737	5196	5196	5196	5196	-
<i>Tot</i>	6015	101937	8136	8200	7864	6960	-4472

Much like the time differentiated, per unit pricing scheme with distributed generation, distributed generation leads to an overall decrease of 10 % in locational charges for loads, and that decrease is greater for busses closer to the DG resource. Moreover, the overall network capital charge will increase, as it did in the previous pricing scheme, for load customers on the network. Again, load customers are benefiting from, and paying for, the virtual increase in network capacity created by the DG resource. It is interesting to note that the DG resources revenues from creating extra capacity have changed little, increasing by just over 1 %. For loads, the overall charges have increased versus fixed charges without DG, except for loads at busses 7 and 8 which benefit greatly from DG at the peak. And just as before with fixed charges without DG, the residential busses pay far less than the benchmark, and far less than under the per unit prices.

## F.8. Conclusion

This paper has presented a new methodology for the allocation of fixed costs at the MV distribution level. The methodology, based on the widely used MW-mile for transmission networks, uses power to current distribution factors

in order to measure the extent of use imposed by customers to the network, and thus can be referred as the “Amp-mile” or “I-mile” method for distribution networks. Unlike traditional tariff designs that average fixed costs over all load, our methodology uses cost causality (extent of use) to assign part of the fixed costs of the network. In particular, DG is paid for the reduction of network utilization (a virtual increase in network capacity). Moreover, demand customers who impose a low network use have, within the proposed methodology, lower charges than those which impose a high network use. The price signals sent with the Amp-mile method become stronger as network utilization increases. In particular, if the network were fully loaded all fixed costs would be recovered by the locational charges.

Applying our methodology to a distribution network that has characteristics found in Uruguay, and for two different pricing schemes, we show the financial incentives are in the desired direction, and the signals are strongest for those loads that drive the coincident peak of the system, and that are far away from the power supply point. Moreover, using a fixed, coincident peak charge recovers more of the fixed costs through locational charges than does a time differentiated, per unit charge. Finally, we find that time differentiating the per unit charge does not aid in pricing for cost causality as the per unit charge is stable over hours of the day, days of the week, and seasons.

## F.9. Application: results

## F.10. Power flow and analytical derivatives calculation

The equations for the power flow are:

$$i(k) = \sum_{h \in H_k^{in}} f(h) - \sum_{h \in H_k^{out}} f(h), \forall k \in V \quad (\text{F.36})$$

$$v(k) \text{conj}(i(k)) = s(k) = p(k) + jq(k), \forall k \in V \quad (\text{F.37})$$

$$v(k_{h,ini}) - v(k_{h,end}) = (r(h) + jx(h))f(h), \forall h \in E \quad (\text{F.38})$$

where,

$i(k)$ , is the complex charging current for node  $k$

$f(h)$ , is the complex current flowing through line  $h$

$v(k)$ , is the complex voltage at node  $k$

Cuadro F.9: Distribution network without DG: Charges in USD/yr  
*Active locational charges for demand, all seasons,  
for working days and weekends (USD/yr)*

Bus	$Sum_L$	$Aut_L$	$Win_L$	$Sp_L$	$Tot_{Loc}$	$RemT$
3	162	217	254	196	829	16536
4	1020	1149	1701	753	4623	27833
5	562	757	899	682	2900	16536
6	584	787	934	708	3013	16536
7	665	895	1063	805	3428	16536
8	856	1151	1363	1037	4407	16536

*Reactive locational charges for demand, all seasons,  
for working days and weekends (USD/yr)*

Bus	$Sum_L$	$Aut_L$	$Win_L$	$Sp_L$	$Total$
3	42	57	69	50	218
4	266	306	466	194	1232
5	141	194	235	171	741
6	147	201	244	178	770
7	165	227	275	202	869
8	211	288	347	257	1103

*Remaining amount, all seasons,  
for working days and weekends(USD/yr)*

$Sum_L$	$Aut_L$	$Win_L$	$Sp_L$	$Total$
28839	27431	25810	28427	110507

$conj(z)$ , is the conjugate of complex number  $z$

$s(k)$ , is the loading apparent power at node  $k$ , being  $p(k)$ ,  $q(k)$ , the active and reactive power respectively;  $p(k)$ ,  $q(k) > 0$  corresponds to consumption/demand,  $p(k)$ ,  $q(k) < 0$  corresponds to generation

$r(h)$ ,  $x(h)$ , are the resistance and the reactance for line  $h$

$H_k^{in}$ ,  $H_k^{out}$  are the sets of entry lines and salient lines for node  $k$ , respectively

$V$ , is the set of nodes

$E$ , is the set of lines

Equation F.36 corresponds to the current balance at each node, equation F.37 is the definition of the apparent power for each node relating voltage, current and power and equation F.38 is Ohms law applied to each line. Note that all magnitudes are in per unit.

Cuadro F.10: Distribution network with DG: Charges in USD/yr  
*Active locational charges for demand and generation,  
all seasons, for working days and weekends(USD/yr)*

Bus	$Sum_L$	$Aut_L$	$Win_L$	$Sp_L$	$Tot_{Loc}$	$RemT$
3	156	211	249	190	806	17706
4	973	1105	1641	717	4436	29801
5	511	716	860	637	2724	17706
6	519	738	889	653	2799	17706
7	492	754	946	649	2841	17706
8-dem	310	532	728	438	2008	17706
8-gen	-626	-844	-999	-754	-3223	-

*Reactive locational charges for demand and generation,  
for working days and weekends (USD/yr)*

Bus	$Sum_L$	$Aut_L$	$Win_L$	$Sp_L$	$Total$
3	45	59	70	53	227
4	282	314	465	207	1268
5	165	210	244	192	811
6	172	220	256	201	849
7	188	254	298	228	968
8-dem	181	260	328	226	995
8-gen	-279	-304	-327	-292	-1202

*Remaining amount, all seasons,  
for working days and weekends(USD/yr)*

$Sum_L$	$Aut_L$	$Win_L$	$Sp_L$	$Total$
30571	29435	28012	30315	118333

For the case we are studying our unknown variables are  $v$  and  $i$  while the known variables are all  $ps$  and  $qs$ . The only exception to this is the voltage at the slack bus, which is known and set at 1 p.u..

We will work with the matricial form of equations F.36, F.37, F.38:

$$i = A^T f \quad (F.39)$$

$$v \cdot *conj(i) = p + jq \quad (F.40)$$

$$Av = -(r + jx) \cdot * f \quad (F.41)$$

where  $A$  es the incident matrix lines-nodes defined as follows:

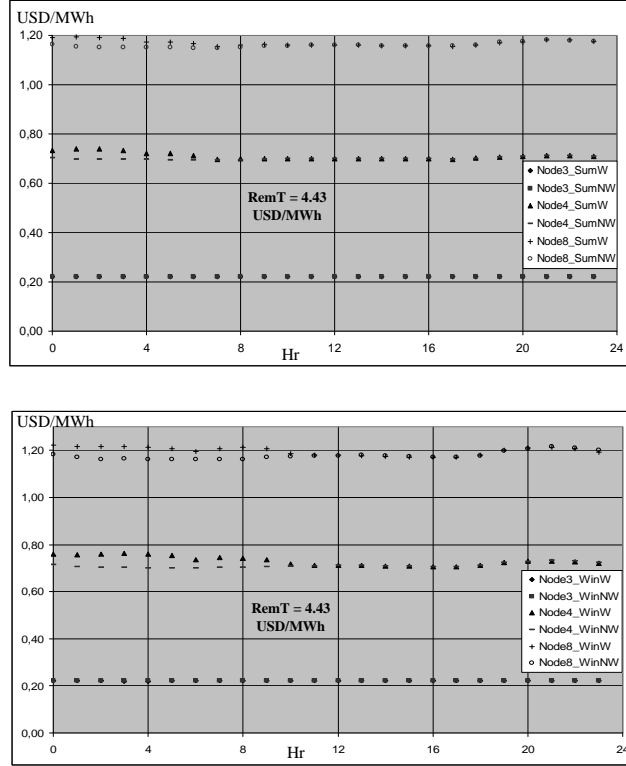


Figura F.4: Active locational tariffs for demand during summer and winter, for working and non-working days, nodes 3, 4 and 8 (USD/MWh).

$$\begin{aligned}
 &A/ \\
 &A(h, k_{h,end}) = 1 \\
 &A(h, k_{h,ini}) = -1 \\
 &A(h, k) = 0 \forall k \neq k_{h,ini}, k_{h,end}
 \end{aligned} \tag{F.42}$$

The notation  $*$  indicates the operation element by element.

For our particular case where the network is radial we have  $n_{nod} = n_{lines} + 1$  and the slack bus  $k_s$  is the PSP, where the distribution network connects to the transmission network.

Let us call  $V_{ns}$  the set of nodes different from the slack bus, then  $V = \{k_s\} \cup V_{ns}$ . We will use a similar notation for vectors  $v$ ,  $i$  and for matrix  $A$ :

$$v = (v_s, v_{ns}); i = (i_s, i_{ns}); A = (A_s, A_{ns})$$

where  $v_s = v_0$  is known,  $A_s$  is the column  $k_s$  of  $A$  and  $A_{ns}$  is a square matrix

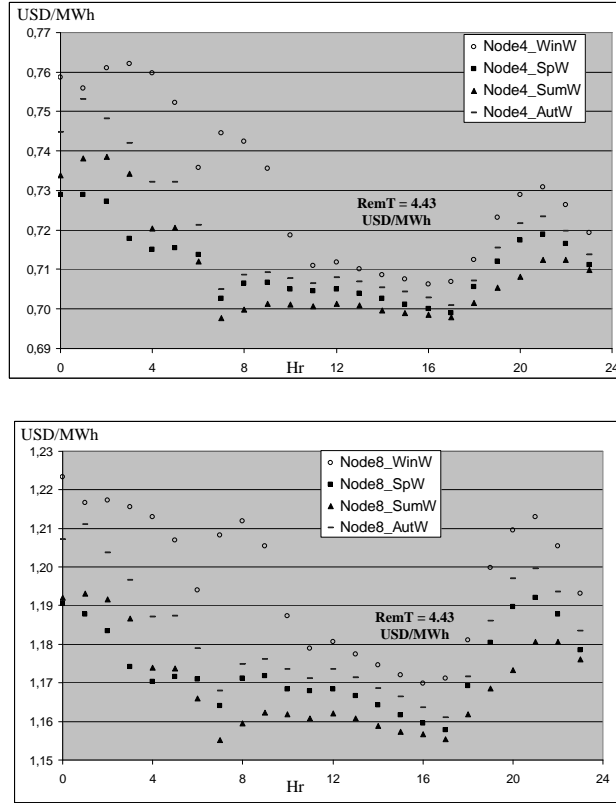


Figura F.5: Active locational tariffs for demand at different seasons, for working days, nodes 4 and 8 (USD/MWh).

obtained from withdrawing the column  $k_s$  of  $A$ . It is possible to prove that  $A_{ns}$  is invertible; we are not going to do so here.

Then equations F.39, F.40, F.41 can be written as follows:

$$i_s = A_s^T f \quad (\text{F.43})$$

$$i_{ns} = A_{ns}^T f \quad (\text{F.44})$$

$$v_0 \text{conj}(i_s) = p_s + jq_s \quad (\text{F.45})$$

$$v_{ns} * \text{conj}(i_{ns}) = p_{ns} + jq_{ns} \quad (\text{F.46})$$



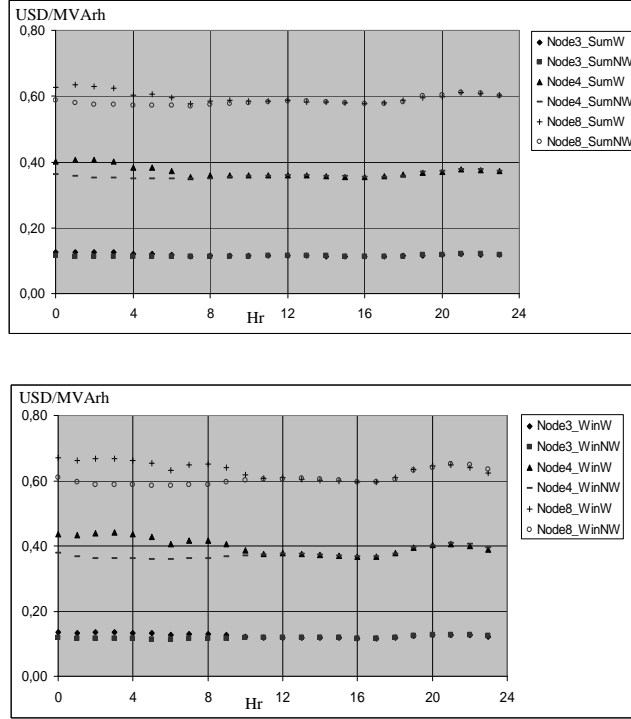


Figura F.6: Reactive locational tariffs for demand during summer and winter, for working and non-working days, nodes 3, 4 and 8 (USD/MVArh).

Cuadro F.11: Fixed coincident peak charges USD/yr  
Active related charges ( $P$ ), reactive related charges ( $Q$ ), and remaining charges ( $R$ ), for cases with and without DG

Bus	$P_{noDG}$	$Q_{noDG}$	$R_{noDG}$	$P_{DG}$	$Q_{DG}$	$R_{DG}$
3	638	189	4675	632	187	5196
4	28305	7925	60035	27371	7829	66737
5	2377	662	4675	2267	673	5196
6	2462	683	4675	2288	716	5196
7	2775	760	4675	1944	724	5196
8-d	3515	940	4675	1134	629	5196
8-g	-	-	-	-3254	-1218	-
Total Load	40072	11159	83410	35636	10758	92717

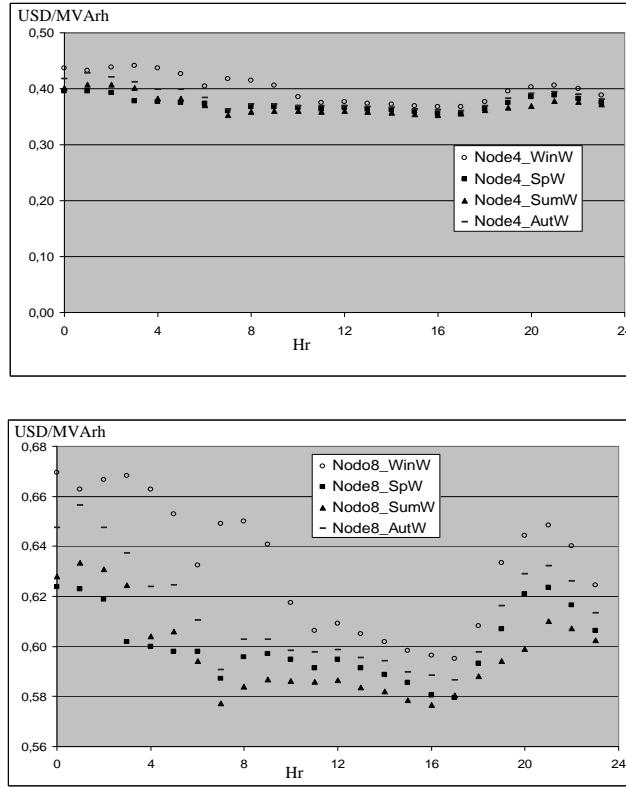


Figura F.7: Reactive locational tariffs for demand at different seasons, for working days, nodes 4 and 8 (USD/MVAh).

$$A_s v_0 + A_{ns} v_{ns} = -Rf \quad (\text{F.47})$$

where  $R$  is a diagonal matrix with vector  $r + jx$  at the diagonal. In order to find  $v_{ns}, i_{ns}, f$  we can focus in the resolution of equations F.44, F.46 and F.47. Afterwards equations F.43 and F.45 allow us to calculate the current and the power at the slack bus once fluxes  $f$  through the lines are known. Let us call,

$$A_2 = (A_{ns}^T)^{-1}$$

We can then calculate  $f$  from F.44 obtaining:

$$f = A_2 i_{ns} \quad (\text{F.48})$$

Then substituting in F.47 we have:

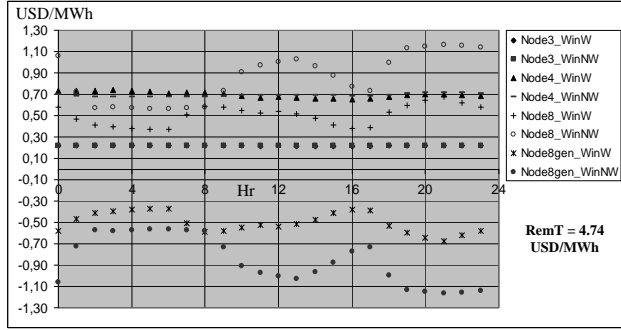
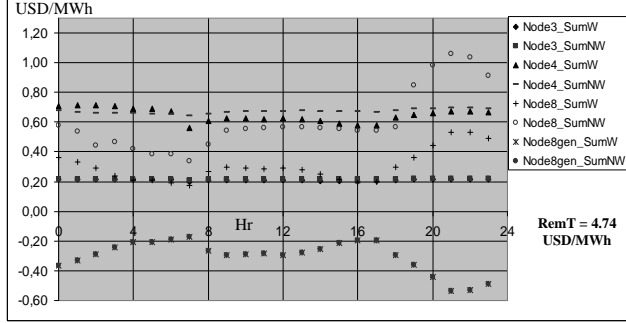


Figura F.8: Active locational tariffs for demand and generation during summer and winter, for working and non-working days, nodes 3, 4 and 8 (USD/MWh).

$$A_s v_0 + A_{ns} v_{ns} = -RA_2 i_{ns}$$

and then,

$$v_{ns} = A_{ns}^{-1} (-A_s v_0 - RA_2 i_{ns})$$

$$v_{ns} = -v_0 A_2^T A_s - A_2^T RA_2 i_{ns}$$

$$v_{ns} = d + D i_{ns} \tag{F.49}$$

where,

$d = -v_0 A_2^T A_s$  is a column vector of  $n_{line}$  elements  
 $D = -A_2^T RA_2$  is a square matrix of size  $n_{line}$ .

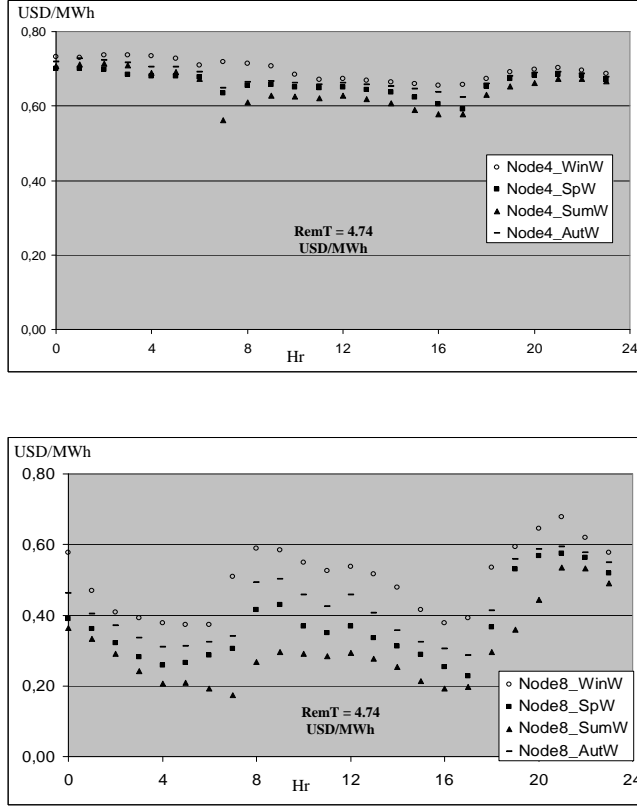


Figura F.9: Active locational tariffs for demand and generation at different seasons, for working days, nodes 4 and 8 (USD/MWh).

To sum up, we have to solve a non linear system of equations consisting in equations F.46 and F.49, which may be written as:

$$i_{ns} = (p_{ns} - jq_{ns}) ./ conj(v_{ns}) \quad (F.50)$$

$$v_{ns} = d + Di_{ns} \quad (F.51)$$

The advantage of this reasoning is that allows to calculate the currents from the voltages and viceversa in a form that is adequate to an iterative algorithm.

### F.10.1. The iterative algorithm

The iterative algorithm used is as follows:

First step: Choose tolerance  $\varepsilon$  and set  $v(k) = v_0 \forall k \in V_{ns}$

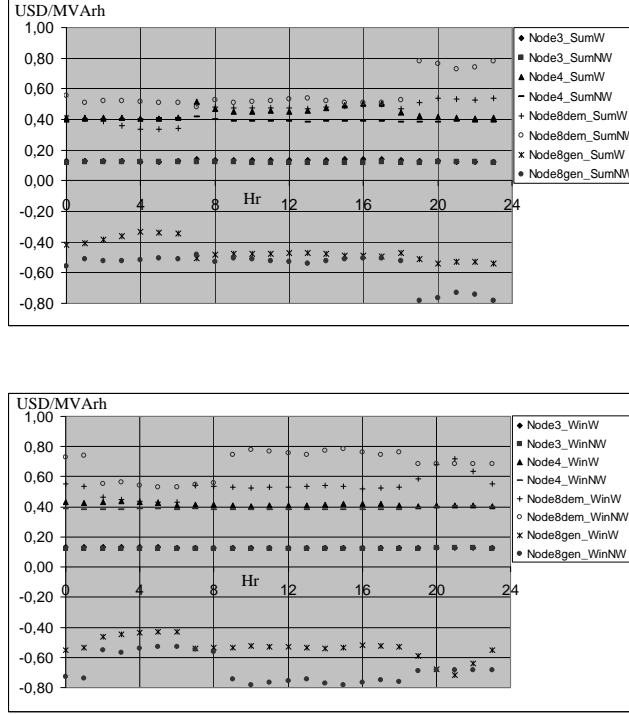


Figura F.10: Reactive locational tariffs for demand and generation during summer and winter, for working and non-working days, nodes 3, 4 and 8 (USD/MVArh).

Iterative step:

- 1) Save in  $v_{old}$  the actual value of voltage vector  $v_{ns}$
- 2) Calculate the current vector  $i_{ns}$  using F.50
- 3) Calculate the voltage vector  $v_{ns}$  using F.51
- 4) If  $\|v_{ns} - v_{old}\| < \varepsilon$ , the iteration is finished. In other case, go to 1).

Final step: Calculate  $f$  using F.48, then  $i_s$  using F.43, and active and reactive powers  $p_s, q_s$  using F.45.

The convergence of the method can be proven in a similar way as it is done in (Ghosh & Das 1999). It can be proven a linear convergence, corresponding

to the limit:  $\lim_{iter \rightarrow \infty} \frac{\|v^{iter+1} - v^*\|}{\|v^{iter} - v^*\|} < \beta$ , with  $\beta < 10^{-2}$ .

In practice, it can be observed a fast convergence, reaching a tolerance of  $10^{-6}$  in vector  $v$  within an average of 6 iterations.

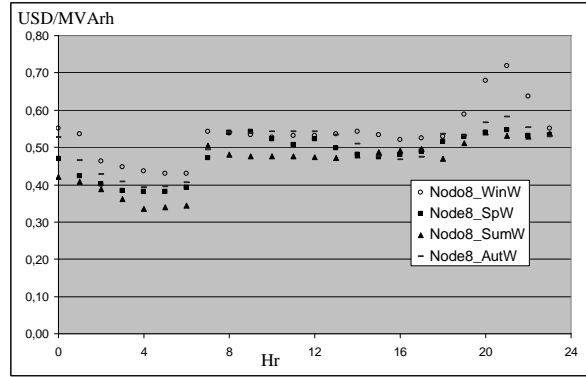
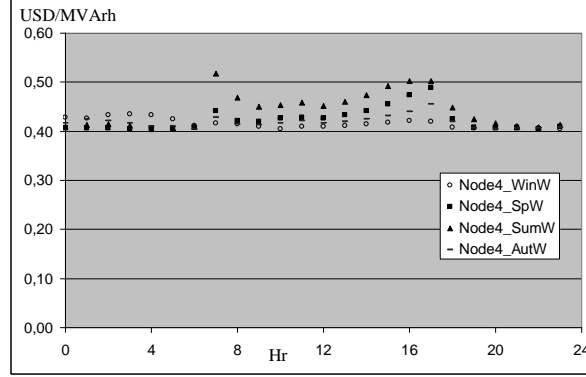


Figura F.11: Reactive locational tariffs for demand and generation at different seasons, for working days, nodes 4 and 8 (USD/MVAh).

## F.10.2. Derivatives calculation

### Derivatives of node currents with respect to loading active and reactive powers

From equations F.46 and F.51 which relate current, voltage and active and reactive powers at network nodes:

$$\begin{aligned} \text{conj}(i_{ns}) \cdot v_{ns} &= p_{ns} + jq_{ns} \\ v_{ns} &= d + Di_{ns} \end{aligned}$$

we obtain the node loading power as a function of the node loading current:

$$s_{ns} = p_{ns} + jq_{ns} = F(i_{ns}) = \text{conj}(i_{ns}) \cdot (d + Di_{ns}) \quad (\text{F.52})$$

The idea is to find the matrix derivatives of powers with respect to currents and then calculate the inverse.

To do this, we firstly make a distinction between the real and imaginary parts of the complex magnitudes:

$$i_{ns} = z + jy, D = D_1 + jD_2$$

Then substituting in equation F.52 we obtain two real functions:

$$p_{ns} = F_1(z, y)$$

$$q_{ns} = F_2(z, y)$$

$$p_{ns} = z \cdot (d + D_1z - D_2y) + y \cdot (D_2z + D_1y) \quad (\text{F.53})$$

$$q_{ns} = -y \cdot (d + D_1z - D_2y) + z \cdot (D_2z + D_1y) \quad (\text{F.54})$$

In order to find the matrix of partial derivatives, we will see at first how the Jacobian matrix  $\frac{\partial f}{\partial x}$  of a vectorial function  $f : R^N \rightarrow R^N$  defined as  $f(x) = u(x) \cdot v(x)$  looks like.

As  $f_k(x) = u_k(x)v_k(x)$ ,  $\frac{\partial f_k(x)}{\partial x_h} = \frac{\partial u_k(x)}{\partial x_h}v_k(x) + u_k(x)\frac{\partial v_k(x)}{\partial x_h}$ . Then row  $k$  of

$\frac{\partial f}{\partial x}$  matrix is

$$\frac{\partial f_k}{\partial x} = v_k \frac{\partial u_k}{\partial x} + u_k \frac{\partial v_k}{\partial x}$$

and then:

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \text{diag}(v) \frac{\partial u}{\partial x} + \text{diag}(u) \frac{\partial v}{\partial x} \quad (\text{F.55})$$

As a result, applying F.55 to our functions in F.53 and F.54, we have:

$$\frac{\partial F_1}{\partial z} = \text{diag}(z)D_1 + \text{diag}(y)D_2 + \text{diag}(d + D_1z - D_2y) \quad (\text{F.56})$$

$$\frac{\partial F_1}{\partial y} = -\text{diag}(z)D_2 + \text{diag}(y)D_1 + \text{diag}(D_2z + D_1y) \quad (\text{F.57})$$

$$\frac{\partial F_2}{\partial z} = \text{diag}(z)D_2 - \text{diag}(y)D_1 + \text{diag}(D_1z + D_2y) \quad (\text{F.58})$$

$$\frac{\partial F_2}{\partial y} = \text{diag}(z)D_1 + \text{diag}(y)D_2 - \text{diag}(d + D_1z - D_2y) \quad (\text{F.59})$$

The desired Jacobian matrices are then:

$$J_0 = \frac{\partial(p_{nr}, q_{nr})}{\partial(z, y)} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial z} & \frac{\partial F_1}{\partial y} \\ \frac{\partial F_2}{\partial z} & \frac{\partial F_2}{\partial y} \end{pmatrix}$$

and

$$J_1 = \frac{\partial(z, y)}{\partial(p_{nr}, q_{nr})} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial z} & \frac{\partial F_1}{\partial y} \\ \frac{\partial F_2}{\partial z} & \frac{\partial F_2}{\partial y} \end{pmatrix}^{-1} \quad (\text{F.60})$$

### Derivatives of the line currents with respect to node currents

From equation F.48, and including notation  $f = f_1 + jf_2$ , we have that  $f_1 + jf_2 = (A_{ns}^T)^{-1}(z + jy)$  and then:

$$\frac{\partial f_1}{\partial z} = \frac{\partial f_2}{\partial y} = (A_{ns}^T)^{-1}, \quad \frac{\partial f_1}{\partial y} = \frac{\partial f_2}{\partial z} = 0$$

Finally, the Jacobian matrix is:

$$J_2 = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial z} & \frac{\partial f_1}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2}{\partial z} & \frac{\partial f_2}{\partial y} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} (A_{ns}^T)^{-1} & 0 \\ 0 & (A_{ns}^T)^{-1} \end{pmatrix} \quad (\text{F.61})$$

### Derivatives of absolute values of line currents with respect to node active and reactive powers

We would like to calculate the Jacobian matrix  $J_6 = \frac{\partial I}{\partial(p_{ns}, q_{ns})}$  with the partial derivatives of absolute values  $I(h) = \text{abs}(f(h)) = \sqrt{f_1(h)^2 + f_2(h)^2}$  of the line currents with respect to the active and reactive powers at nodes (except the slack).

We have already calculated matrix  $J_2 = \frac{\partial(f_1, f_2)}{\partial(z, y)}$  with the derivatives of the line currents with respect to node currents  $i_{ns} = z + jy$ , and matrix  $J_1 = \frac{\partial(z, y)}{\partial(p_{ns}, q_{ns})}$  with the derivatives of node currents with respect to active and reactive powers.

Then, the Jacobian matrix we are looking for now can be calculated as

$$J_6 = \frac{\partial I}{\partial(p_{ns}, q_{ns})} = \frac{\partial I}{\partial(f_1, f_2)} \frac{\partial(f_1, f_2)}{\partial(p_{ns}, q_{ns})} = J_7 J_{21} \quad (\text{F.62})$$

with

$$J_{21} = \frac{\partial(f_1, f_2)}{\partial(p_{ns}, q_{ns})} = J_2 J_1$$

and

$$J_7 = \frac{\partial I}{\partial(f_1, f_2)} = \left( \text{diag}(f_1) \quad \text{diag}(f_2) \right) \cdot /I$$



## Apéndice G

# Publicación en IEEE (M. Vignolo y P. Sotkiewicz): Nodal Pricing for Distribution Networks: Efficient Pricing for Efficiency Enhancing DG

### G.1. Abstract

We propose the use of nodal pricing, an economically efficient pricing mechanism, for the use of distribution networks as nodal pricing would properly reward distributed generation (DG), through increased revenues at nodal prices, for its contribution toward reducing line losses, and signal prospective DG where it ought to connect with the distribution network. In our model distribution network we show significant price differences between busses reflecting high marginal losses as well as the contribution of a DG resource located at the end of the network to significant reductions in losses and line loading. We also show the DG resource has significantly greater revenue under nodal pricing reflecting its contribution to reduced line losses and loading.

### G.2. Keywords

Distribution Networks, Distributed Generation, Nodal Pricing, Loss Allocations.

### G.3. Introduction

distributed generation (DG) becomes more widely deployed in distribution networks, distribution takes on many of the same characteristics as transmission in that it becomes more active rather than passive. Consequently, pricing mechanisms that have been employed in transmission, such as nodal pricing as first proposed in (Schweppe et al 1988), are good candidates for use in distribution. Nodal pricing is an economically efficient pricing mechanism for short term operation of transmission systems that has been implemented in various forms by electricity markets in New York, New England, PJM, New Zealand, Argentina, and Chile. Clearly, this is a pricing mechanism with which there is a great deal of experience and confidence.

While nodal pricing is most often associated with pricing congestion as discussed in (Hogan 1998), the pricing of line losses at the margin, which can be substantial in distribution systems with long lines and lower voltages, can be equally important. In this paper we propose using nodal pricing in distribution networks to send the right price signals to locate DG resources, and to properly reward DG resources for reducing line losses through increased revenues derived from prices that reflect marginal costs.

### G.4. Nodal Pricing in a Distribution Network

The manner in which we derive nodal prices in a distribution network is no different from deriving them for an entire power system. Let  $t$ ,  $k$ ,  $g$ , and  $d$ , be the indices of time, busses, generators at each bus  $k$ , and loads at each bus  $k$ . Define  $P_{kg}$ ,  $Q_{kg}$  and  $P_{kd}$ ,  $Q_{kd}$  respectively, as the active and reactive power injections and withdrawals by generator  $g$  or load  $d$  located at bus  $k$ . The interface between generation and transmission, the power supply point (PSP), is treated as a bus with only a generator.  $P$  and  $Q$  without subscripts represent the active and reactive power matrices respectively.

Let  $C_{kg}(P_{kg}, Q_{kg})$  be the total cost of producing active and reactive power by generator  $g$  at bus  $k$  where  $C_{kg}$  is assumed to be convex, weakly increasing, and once continuously differentiable in both of its arguments. The loss function  $Loss(P, Q)$  is convex, increasing, and once continuously differentiable in all of its arguments. We assume no congestion on the distribution network, and that generator prime mover and thermal constraints are not binding.

The optimization problem for dispatching distributed generation and power from the power supply point (PSP) can be represented as the following least-cost dispatch problem at each time  $t$ :

$$\min_{\substack{P_{kgt}, Q_{kgt} \\ \forall k, g, d}} \sum_k \sum_g C_{kg}(P_{kgt}, Q_{kgt}) \quad (\text{G.1})$$

subject to

$$Loss(P, Q) - \sum_k \sum_g P_{kgt} + \sum_k \sum_d P_{kdt} = 0, \forall t \quad (G.2)$$

Application of the Karush-Kuhn-Tucker conditions lead to a system of equations and inequalities that guarantee the global maximum (Nemhauser et al 1989).

Define the net withdrawal position for active and reactive power at each bus  $k$  at time  $t$  by  $P_{kt} = \sum_d P_{kdt} - \sum_g P_{kgt}$  and  $Q_{kt} = \sum_d Q_{kdt} - \sum_g Q_{kgt}$ . Nodal prices are calculated using power flows locating the “reference bus.” at the PSP, so  $\lambda_t$  corresponds to the active power price at the PSP. Assuming interior solutions we obtain the following prices for active and reactive power respectively:

$$pa_{kt} = \lambda_t \left(1 + \frac{\partial Loss}{\partial P_{kt}}\right), pr_{kt} = \lambda_t \left(\frac{\partial Loss}{\partial Q_{kt}}\right) \quad (G.3)$$

## G.5. DG Revenue: Nodal Pricing Versus Price = $\lambda_t$

Suppose as the alternative to nodal pricing, the DG resource would receive the price at the interface with the transmission system at each time period,  $\lambda_t$ . Over all time periods during the year, the DG resource would then have revenue equal to

$$R_\lambda = \sum_t \lambda_t P_{kt}. \quad (G.4)$$

This revenue does not reflect a DG resource’s contribution to losses (either positive or negative), as does nodal pricing. The nodal pricing revenue for a DG resource located at bus  $k$  over the year is expressed as

$$R_n = \sum_t \left(\lambda_t \left(1 + \frac{\partial Loss}{\partial P_{kt}}\right)\right) P_{kt} + \lambda_t \left(\frac{\partial Loss}{\partial Q_{kt}}\right) Q_{kt} \quad (G.5)$$

The difference in revenue between receiving the nodal price and simply receiving  $\lambda$  in each time period is  $R_n - R_\lambda$  and reflects in aggregate the contribution toward the reduction (increase) in losses. If the DG resource reduces losses, then nodal pricing will yield higher revenue. However, if it increases losses, it will receive less revenue.

## G.6. An example

We consider a rural radial distribution network, meant to reflect conditions in Uruguay where there are long lines. The network is shown in Fig. G.1. The

overhead lines in the network are type 120AlAl with  $r(\Omega/km) = 0,3016$  and  $x(\Omega/km) = 0,3831$ . Bus (1) is fed by a 150/30 kV transformer, and 4 radial feeders (A, B, C, D), but for simplicity, we will just consider feeder A for our calculations. Feeder A consists of a 30 kV overhead line feeding 5 residential 30/15 kV busses (3, 5, 6, 7, 8) and an industrial customer at bus 4.

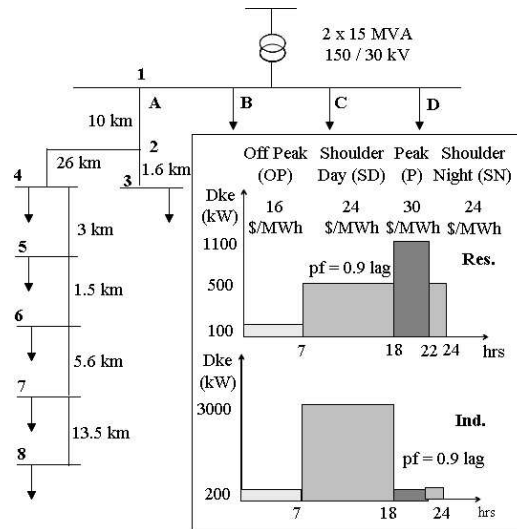


Figura G.1: A rural distribution network with Residential and Industrial Load Profiles

The network configuration as well as the load profiles for industrial and residential customers are shown in Fig. 1.1 are reflective of what might be observed in Uruguay. For each of the four time periods during the day, abstracting from seasonal variations, the prices in USD/MWh at bus 1 (PSP) are given in Fig. 1.1 as well.

We optimize the network following (Ghosh & Das 1999) for two cases: i) no DG resource; and ii) a 1 MVA DG resource located at bus 8 operating at 0.95 lagging power factor, and assuming the DG resource has a cost that is below  $\lambda_t$  in all hours  $t$ . Prices at bus 8 at the end of the network with and without DG in all time periods, as well as prices in the peak period for all busses are shown in Table G.1. The revenue for DG under nodal pricing and “ $\lambda$  pricing” is shown in Table G.2.

## G.7. Discussion and Conclusion

For our model network we show the DG resource can provide benefits to the network through reduced line losses and line loading by 37% and 18% respectively as well as reducing voltage changes by 25%. From Table G.1 we can

Cuadro G.1: Prices at Bus 8 and Prices at Peak  
Prices at Bus 8

Time	No DG		DG	
	$p_a$	$p_r$	$p_a$	$p_r$
OP	16.2976	0.1456	15.6928	-0.0512
SD	28.8336	2.6496	27.1704	1.9056
P	36.732	3.702	34.473	2.634
SN	25.9872	1.0176	24.8448	0.5832

Prices at All Busses at Peak

Bus	No DG		DG	
	$p_a$	$p_r$	$p_a$	$p_r$
1	30	0	30	0
3	31.503	0.9	31.182	0.702
4	35.118	2.901	33.771	2.184
5	35.571	3.129	34.083	2.349
6	35.742	3.216	34.191	2.409
7	36.183	3.432	34.41	2.541
8	36.732	3.702	34.473	2.634

Cuadro G.2: DG Revenue: Nodal vs.  $\lambda$

$R_\lambda$	$R_n$	% difference
188632	210448	12

see the price impact of losses with and without the DG resource. DG resources should be appropriately rewarded, through nodal pricing as can be seen by the revenue in Table G.2, for providing such benefits to the distribution system.

Without the efficient incentives presented by nodal pricing through higher prices leading to larger revenues for DG resources, there is little hope of inducing DG resources to locate and operate so they can provide the system benefits as shown above. Given worldwide experience with nodal pricing, and the fact that DG resources transform the distribution network into an active network like transmission, it makes sense to consider nodal pricing in distribution.

# Bibliografía

- CIGRE (1999). Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on Power System, *Working Group 37.23*.
- Ackermann, T. (2001). Distributed Generation - A Definition, *Proceedings of the International Symposium on Distributed Generation: Power System and Market Aspects*, Estocolmo, Suecia, Junio 11-13, 2001.
- World Alliance for Decentralized Energy (WADE) (2005). World Survey of Decentralized Energy 2005, *WADE Publications*.
- Poder Ejecutivo de Uruguay (2002). Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, *Decreto 277/2002 del PE*.
- Vignolo, J.M., (2002). The Influence of Market Regulations in the Development of Distributed Generation, *Proceedings of the 2nd International Symposium on Distributed Generation*, Estocolmo, Suecia, 2002.
- Hyde, D. (1998). Will Consumers Choose Renewable Energy, and Should You Care One Way or the Other, *IEEE Power Engineering Review*, Mayo 1998.
- Vignolo, J.M. & Zeballos, R. (2000). La Generación Distribuida en el Mercado Eléctrico Uruguayo, *Encuentro Cámara de Industrias del Uruguay*, 2000
- Vignolo, J.M. & Zeballos, R. (2001). Transmission Networks or Distributed Generation?, *Proceedings of the Sixth IASTED International Conference on Power and Energy Systems*, Rodas, Grecia, Junio, 2001.
- Bitrain, E. & Saavedra, E. (1993). Rol Regulador y Empresarial del Estado, *Publicación dentro de Hacia el Estado Regulador*, Oscar Muñoz, CIEPLAN, 1993.
- Bitrain, E. & Saavedra, E. (1993). La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena, *Publicación dentro de Hacia el Estado Regulador*, Oscar Muñoz, CIEPLAN, 1993.
- Hunt, S. & Shuttleworth, G. (2002). Competition and Choice in Electricity *John Wiley & Sons*

- Willis, H. Lee & Scott, Walter G. (2000). Distributed Power Generation. Planning and Evaluation, *ISBN 0-8247-0336-7. Marcel Dekker, Inc.*
- Dunsky, P. (2000). Cogeneration and On-Site Power Production, *COSPP, Issue 6*. Nov-Dec 2000.
- Mutale, J., Strbac, G., Curcic, S. & Jenkins, N. (2000). Allocation of losses in distribution systems with embedded generation, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.* **147**(1), 1-8.
- Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, Uruguay (2003). Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, *Resolución URSEA del 2003*
- Borgno & Rodríguez. (2003). Generación Eléctrica en Base a Cáscara de Arroz, *Tesis presentada en el MBA de la Universidad Católica del Uruguay.*
- Convenio UTE-FI. (1994). Cuantificación del potencial eólico del Uruguay aplicable a la generación eléctrica en gran escala, Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Oriental del Uruguay.
- Proyecto IMFIA-IIE. (1990). Proyecto de evaluación del potencial eólico nacional.
- Convenio UTE-FI. (1993). Estudio para la instalación de microturbinas en zonas alejadas de la red eléctrica nacional, Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Oriental del Uruguay.
- Unidad de Cambio Climático (UCC). (2002). Estudio de apoyo a la aplicación del Mecanismo para el Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto en Uruguay, Unidad de Cambio Climático, Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.
- Unidad de Cambio Climático (UCC). (1999). Estudio para la identificación de medidas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energía, Unidad de Cambio Climático, Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.
- F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors & R.E. Bohn. (1988). Spot Pricing of Electricity.
- W. W. Hogan. (1998). Nodes and Zones in Electricity Markets: Seeking Simplified Congestion Pricing in Designing Competitive Electricity Markets, Hung-po Chao and Hillard G. Huntington, editors.
- J.M. Vignolo & P.M. Sotkiewicz (2004). Distribution Network Loss Allocations with Distributed Generation Using Nodal Prices, presented at the Seventh IASTED International Conference on Power and Energy Systems, Nov. 28 - Dec. 1, 2004, Clearwater Beach, Florida, USA.

- I. J. Pérez-Arriaga, F. J. Rubio, J. F. Puerta, J. Arceluz, J. Marín, *Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N° 1, 1995, pp. 546-553.
- H. Rudnik, R. Palma, J. E. Fernández, *Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N° 2, 1995, pp. 1125-1132.
- J. Pereira da Silva, J. T. Saraiva, and M. T. Ponce de Leão, *Use of Power Flow Based Embedded Methods to Set Tariffs for Use of Networks-A Case Study Using the Portuguese Transmission System*, presented at 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, 10-13 September, 2001, Porto, Portugal.
- D. Shirmohammadi, P. R. Gribik, E. T. K. Law, J. H. Malinowski, and R. E. O'Donnell, *Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, N° 4, 1989, pp. 1405-1413.
- J. W. Maranagon Lima, *Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N° 3, 1996, pp. 1409-1418.
- J. W. Maranagon Lima, M. V. F. Pereira, and J. L. R. Pereira, *An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-Owned Transmission System*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N° 2, 1996, pp. 971-977.
- R. R. Kovacs and A. L. Leverett, *A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental, and Marginal Cost of Transmission Capacity*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N° 1, 1994, pp. 272-278.
- J. Pan, Y. Teklu, S. Rahman, and K. Jun, *Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, N° 4, 2000, pp. 1218-1224.
- J. Bialek, *Topological Generation and Load Dispatch Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N° 3, 1997, pp. 1185-1194.
- J. Bialek, *Allocation of Transmission Supplementary Charge to Real and Reactive Loads*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N° 3, 1998, pp. 749-754.
- C. T. Su and J. H. Liaw, *Power Wheeling Pricing Using Power Tracing and MVA-KM Method*, presented at 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, 10-13 September, 2001, Porto, Portugal.
- Y. M. Park, J. B. Park, J. U. Lim, and J. R. Won, *An Analytical Approach for Transaction Cost Allocation in Transmission System*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N° 4, 1998, pp. 1407-1412.



- R. Baldick, *Variations of Distribution Factors with Loading*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, N° 4, 2003, pp. 1316-1323.
- W. C. Chu, B. K. Chen, N. S. Hsu, *The Economic Dispatch With Consideration of Transmission Service Charge for a Generation Company*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, N° 4, 2001, pp. 737-742.
- I. J. Pérez-Arriaga and Y. Smeers, *Guidelines on Tariff Setting in Transport Pricing of Electricity Networks*, François Lévêque, editor, 2003.
- F. J. Rubio-Odériz and I. J. Pérez-Arriaga, *Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Models*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, N° 1, 2000, pp. 448-454.
- S. Ghosh, and D. Das, *Method for load-flow solution of radial distribution networks*, IEE Proc.-Gener.Transm.Distrib., Vol. 146, N° 6, November 1999, pp. 641-648.
- G.L. Nemhauser, A.H.G. Rinnoy Kay, M.J. Todd (eds.), *Handbooks in Operation Research and Management Science*, Vol. 1, Optimization, North Holland, 1989.
- Ghosh, S. And Das, D. *Method for load-flow solution of radial distribution networks*, IEE Proc.-Gener.Transm.Distrib., Vol. 146, N° 6, November 1999, pp. 641-648.
- A.Piria and J.M.Vignolo, *Metodología para la determinación de la red adaptada de distribución de baja tensión*, Proceedings IEEE T&D Latin America 2004, Noviembre 2004, Sao Paulo, Brasil.
- Alonso, J., *Consideraciones básicas sobre la protección de generadores de potencia menor o igual a 3 MVA, conectados a la red de distribución eléctrica*, submitted as part of the activities within the Contract UTE - FI about Micro-turbines installation, 1995.
- IEEE, *Intertie Protection of Consumer-Owned Sources of Generation 3MVA or Less*, Summary Report of an IEEE working Group Report, 1990.
- IEEE, *IEEE P1547/D11 Draft Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, 2004.
- CENELEC, *EN50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*.
- Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), *NCP.01.01/0, 01.02/0 , 01.03/0, 2000, Calidad del Producto*, 2000.
- Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), *NCP.02.01/0, 2000. Criterios de Aceptación de Cargas Perturbadoras*, 2000.

*Proyecto DGFRACTS: Improvement of the Quality of Supply in Distributed Generation Networks Through the Integrated Application of Power Electronic Techniques.* <http://dgfacts.labein.es/dgfacts/>