



**TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

“Generación Distribuida: ¿Un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?”

AUTOR: MATÍAS R. FERREIRO

LEGAJO: 46027

TUTOR DE TESIS: ESTEBAN YÁÑEZ

2011

RESUMEN EJECUTIVO

La energía eléctrica es un recurso indispensable para la sociedad actual. La misma circula y es administrada por medio del sistema eléctrico para satisfacer las múltiples necesidades que permiten que el mundo se desenvuelva como lo hace.

Actualmente los sistemas eléctricos a nivel mundial basan un 68% de su generación de energía en combustibles fósiles. Esto implica emisiones de gases causantes del efecto invernadero y un sistema poco sustentable por su amplia dependencia en un recurso no renovable como son los combustibles fósiles. Motivado por estas cuestiones principales surgen propuestas para lograr una mayor sustentabilidad. Una de ellas es la generación distribuida, un concepto renovado del antiguo utilizado comúnmente en los inicios del sistema eléctrico. La misma presenta potenciales beneficios y parece ser uno de los caminos para el futuro del sistema eléctrico.

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la factibilidad de implementar generación distribuida de energía eléctrica en Argentina evaluando los recursos presentes en el territorio y la viabilidad económica desde el punto de vista del usuario.

Para ello se entenderá el funcionamiento del sistema eléctrico de Argentina. Se identificarán sus principales características en cuanto a la generación, transporte, distribución y consumo de electricidad. Finalmente se resumirán las necesidades encontradas durante el análisis.

En segundo lugar se presentará debidamente el concepto de generación distribuida, se entenderán los beneficios potenciales de la misma y se presentarán casos de sus principales seguidores a nivel mundial.

Hecho esto se procederá a explicar las principales tecnologías de generación que se podrían implementar para este nuevo concepto de generación distribuida y se evaluarán las más desarrolladas y convenientes. Sumado a esto se analizará la factibilidad de su aplicación y se definirá la opción más adecuada entre las mismas para los diferentes usuarios evaluados dentro del territorio argentino. Además se modelizará la generación obtenida para cada usuario para las diferentes tecnologías.

Asimismo forma parte de este trabajo evaluar la conveniencia económica de aplicar este tipo de generación y determinar si verdaderamente puede ser considerada como la forma de generación del futuro. Para esto se evaluarán proyectos de inversión involucrando las diferentes tecnologías seleccionadas para los usuarios ubicados en las zonas que mejor se adecuan las mismas.

Finalmente se llegará a una conclusión en cuanto a la factibilidad y conveniencia de la aplicación de este nuevo concepto de generación distribuida para la producción de energía eléctrica en Argentina.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

ABSTRACT

Electricity is an indispensable resource for today's society. It circulates and is administered by the electrical system to meet the multiple needs that allow the world to unfold as it does.

Currently, worldwide power systems based 68% of its power generation in fossil fuels. This means emissions of greenhouse gas emissions and a little support for its large dependence on a nonrenewable resource such as fossil fuels. Motivated by these major issues arise proposals to achieve greater sustainability. One is distributed generation, a concept commonly used the old renovated at the beginning of the electrical system. It presents potential benefits and seems to be one of the paths to the future of the electrical system.

This study aims to assess the feasibility of implementing distributed generation of electricity in Argentina evaluating the resources in the territory and the economic viability from the viewpoint of the user.

To do that it's necessary to understand the operation of the electrical system of Argentina. Its main features will be identified in terms of generation, transmission, distribution and consumption of electricity. Finally, the most representative needs of the system will be exposed and explained.

Secondly, the concept of distributed generation will be introduced, its potential benefits will be understood and his principal followers worldwide will be presented.

Having done this, the main generation technologies that could be implemented for this new concept of distributed generation will be explained and the most developed and convenient will be evaluated. Added to this the feasibility of its application will be analyzed and the best option among them will be defined for different users within the argentine territory. In addition, generation for each user will be modelized for the different technologies.

Also part of this work is to evaluate the economic desirability of implementing such a generation and determine whether it can truly be considered as the future of the electric system. To do this, the investment projects will be evaluated involving different technologies targeted for users located in areas that best suit them.

Finally, a conclusion will be reached to define the feasibility of implementing this new concept of distributed generation for electricity production in Argentina.

Tabla de contenidos

I. Introducción.....	1
II. Situación actual del sistema eléctrico nacional.....	3
II - 1. Introducción.....	3
II - 2. Estructura general del sistema eléctrico nacional.....	3
II - 3. Generación.....	6
II - 4. Transporte.....	14
II - 5. Distribución.....	17
II - 6. Análisis de la demanda.....	18
II - 7. El precio.....	22
II - 8. Tecnologías de comunicación.....	26
II - 9. Problemas.....	27
III. Generación Distribuida.....	35
III - 1. Introducción.....	35
III - 2. ¿Qué es la generación distribuida?.....	35
III - 3. Beneficios de la generación distribuida.....	39
III - 4. Generación distribuida en el mundo.....	44
IV. Tecnologías de generación e implementación operativa.....	53
IV - 1. Introducción.....	53
IV - 2. Tecnologías.....	53
IV - 3. Mix de tecnologías para Argentina.....	69
IV - 4. Modelización del sistema.....	72
IV - 5. Conclusión y modelización operativa.....	91
V. Análisis económico.....	93
V - 1. Introducción.....	93
V - 2. Análisis de proyectos de GD.....	93
V - 3. Sensibilidades.....	103
V - 4. Beneficios.....	105
VI. Conclusiones.....	109
VI - 1. Barreras.....	110
VI - 2. Reflexiones finales.....	112
VII. Bibliografía.....	113
VIII. Anexos.....	115
VIII - 1. Anexo A. Estructura del SADI.....	115

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

VIII - 2. Anexo B. Flujo de Fondos.....	116
VIII - 3. Anexo C. Sensibilidades del VAN por proyecto y usuario.....	116

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

I. Introducción:

“La red eléctrica es el sistema nervioso central que coordina la vida en zonas urbanas densamente pobladas. Sin energía la vida urbana dejaría de ser posible, la era de la información se convertiría en un pálido recuerdo y la producción industrial se detendría.”

“La forma más rápida de asegurar el final de la era moderna sería darle al interruptor y apagar el flujo de electricidad. Dejaría de haber luz, calor y potencia. La civilización tal como la conocemos llegaría a su fin.”

Jeremy Rifkin “Economía del Hidrógeno”

La energía eléctrica es indispensable para la sociedad moderna. Sería muy difícil imaginarse el mundo actual sin ella. Está presente para donde miremos y esta dependencia continua reforzándose con el pasar del tiempo. Sin embargo muchas veces poco importa saber de dónde proviene dicha energía mientras esté disponible cuando sea necesario y en la forma necesaria.

Lo que permite que esta energía se encuentre disponible en todo momento es el sistema eléctrico. El mismo está compuesto por cuatro elementos: el sistema de generación, el sistema de transporte, el sistema de distribución y los consumidores. De esta manera, en la actualidad el proceso de suministro de energía eléctrica consiste en producir la energía en grandes centrales de generación, transportarla mediante líneas de transmisión de alta tensión hasta subestaciones donde se reduce la tensión y se procede a la distribución hacia los consumidores. Gran parte de la sociedad concibe a la energía eléctrica como una fuente de energía primaria, sin percatarse que para obtener dicha energía es necesaria una fuente de generación. De esta manera la fuente de generación de esta energía es de suma importancia y la forma en que se logra la generación nos condiciona indefectiblemente, ya que sin este proceso no habría electricidad.

Actualmente aproximadamente el 68% de la generación de electricidad mundial se produce mediante la quema de combustibles fósiles, generando gases nocivos para el medio ambiente con grandes consecuencias para la sociedad. A esto se la suma el hecho de que estos recursos utilizados son no renovables, lo que hace que su abastecimiento sea cada vez más dificultoso y a su vez más costoso. Se necesita un sistema en el cual la generación de energía sea limpia y sustentable y en el que la energía generada llegue a destino con la calidad requerida y de forma eficiente. Donde el suministro de energía se de de forma confiable, evitando interrupciones.

Bajo estas condiciones surge el nuevo concepto de generación distribuida, entendiendo por tal a la generación de electricidad mediante diferentes tecnologías que utilizan recursos renovables o que utilizan en forma más eficiente los que no lo son y que inyecta la electricidad producida en el sistema al nivel de distribución. En muchos países desarrollados esta forma de generación está teniendo gran aceptación y se la presenta como un camino para lograr que el sistema eléctrico supere estas inconsistencias y logre una mayor sustentabilidad.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Es objetivo de esta tesis analizar la factibilidad de aplicar la generación distribuida en Argentina y de abordar a una conclusión de si verdaderamente puede resultar en una solución a la situación planteada. Para hacerlo se entenderá el funcionamiento del sistema Argentino de electricidad y sus principales necesidades. Luego se entenderán los beneficios potenciales de la generación distribuida y se presentarán casos de sus principales seguidores a nivel mundial. Hecho esto se procederá a explicar las principales tecnologías de generación que se podrían implementar para este nuevo concepto de generación distribuida y se evaluarán las más desarrolladas y convenientes. Sumado a esto se analizará la factibilidad de su aplicación y se definirá la opción más adecuada entre las mismas para los diferentes usuarios evaluados dentro del territorio argentino. También forma parte de este trabajo evaluar la conveniencia económica de aplicar este tipo de generación y determinar si verdaderamente puede ser considerada como la forma de generación del futuro. Finalmente se llegará a una conclusión en cuanto a la factibilidad y conveniencia de la aplicación de este nuevo concepto de generación distribuida para la producción de energía eléctrica en nuestro país.

II. Situación actual del sistema eléctrico nacional

II - 1. Introducción:

Para poder analizar de forma correcta la factibilidad de aplicar la generación distribuida¹ a nivel domiciliario en Argentina, y si esto permitirá llegar a una mayor sustentabilidad, es necesario analizar y entender claramente la forma en que está organizado el sistema eléctrico nacional y como es su funcionamiento. Para eso en el siguiente capítulo se mencionarán los principales actores en el mismo y como se administra el mercado eléctrico. Se tratarán con mayor profundidad los temas relacionados con la generación y la demanda de energía eléctrica ya que se encuentran íntimamente relacionados con los objetivos de esta tesis. Con este análisis se determinarán aquellos problemas fundamentales del sistema que hacen necesario tomar medidas en el mediano plazo para tender a uno más sustentable.

II - 2. Estructura general del sistema eléctrico nacional

En 1989 se sanciona la ley 23.696 y con esta se reformó gran parte de la estructura estatal de aquel momento y se concreto la privatización varias empresas públicas. A partir de dicho momento el sector eléctrico nacional sufre una serie de cambios hasta llegar a la situación actual. En marco de lo dispuesto en la ley 24.065 publicada en 1992, los decretos reglamentarios y las resoluciones de la Secretaría de Energía (SE) el sector eléctrico quedaba estructurado de la siguiente manera:

- El negocio eléctrico queda dividido por actividades: generación, transmisión y distribución con la participación de comercializadores.
- Los consumidores se dividen en Grandes Usuarios y Usuarios Finales. Los primeros se constituyen en Agentes del Mercado Eléctrico.
- El Estado se retira de su rol empresario y pasa al de regulador.
- Se establece la existencia del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por el cual se canaliza toda la energía eléctrica y en el cual se da la competencia y concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores.
- El MEM queda dividido en dos segmentos: un mercado a término y un mercado spot para la compra-venta de energía.
- La generación necesaria para satisfacer la demanda se determina en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- Los precios spot horarios se determinan marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda. (Esto fue definido en

¹ Generación Distribuida: GD.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

un principio de esta manera pero a partir del año 2003 la definición del precio para el mercado spot ha cambiado y será tratada en profundidad al hablar del precio del mercado)

- El transporte es remunerado a través de cargos fijos de conexión y de capacidad de transporte, y variables en función de las pérdidas y de la probabilidad de falla de las líneas, siendo fijo el monto total remuneratorio.
- Se abre el Mercado Eléctrico Mayorista al intercambio con los países vecinos permitiendo la exportación o importación de energía a través de contratos entre empresas privadas que cumplan los requisitos del marco regulatorio.

La introducción de la competencia a través de la desintegración vertical y horizontal de la industria requirió formas de regulación distintas a las aplicadas históricamente en el sector. La regulación actual define que las empresas reguladas son controladas a través de la verificación del cumplimiento de obligaciones, sometiéndolas a penalidades e incentivos sin necesidad de interiorizarse en la función de producción de empresa ni en su estructura de costos o metas de inversión.

Las normas que regulan la actividad y las políticas del sector han quedado reservadas a la Secretaría de Energía. Allí el Consejo Federal de la Energía Eléctrica maneja las relaciones con las provincias y la administración de fondos especiales. La responsabilidad de la aplicación de la regulación recae en CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.), que es una sociedad anónima integrada por todos los grupos actuantes del MEM junto al Estado Nacional. A su vez CAMMESA tiene la responsabilidad de coordinar las operaciones de despacho, establecer los precios mayoristas y administrar las transacciones económicas que se realizan en el MEM. Finalmente, el ENRE junto con otros entes reguladores provinciales, cumplen con amplias funciones regulatorias, en especial en cuanto a las connotaciones económicas relacionadas a aspectos tarifarios, verificación y control de metas de calidad y resolución de conflictos entre partes.

Por otro lado se define al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), el mismo es la red física de electricidad que se expande a lo largo del territorio nacional y permite el flujo de la energía eléctrica para el funcionamiento del MEM. En los últimos años se lo vinculó al Sistema Patagónico conformando una red interconectada que vincula a la mayor parte del país.

Estos son los principales actores y la composición a grandes rasgos del sistema eléctrico nacional. Resulta útil tener esta concepción inicial ya que es la base para entender el funcionamiento del sistema actualmente.

II - 2.1. El funcionamiento sistemático del MEM

Al sistema físico, compuesto por generadores, transportistas y distribuidores, se le superpone un Sistema de Operación y Despacho y juntos hacen posible el

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

funcionamiento del sistema eléctrico nacional. La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realiza a través del Organismo Encargado del Despacho (OED) que resulta ser CAMMESA.

Todos los propietarios de Centros de Generación y/o instalaciones de Transporte o Distribución independientes del Estado Nacional reconocidos como agentes del MEM tienen el compromiso de operar de acuerdo a la metodología establecida por las normas de CAMMESA, y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para un funcionamiento adecuado del Sistema.

Los siguientes son los principales agentes reconocidos por el MEM (existen otros agentes pero para la profundidad del presente trabajo no agregan valor):

- Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores
- Comercializadores
- Transportistas
- Distribuidores
- Grandes Usuarios

Estos son categorías compuestas por diferentes empresas interesadas en las respectivas actividades y son actualizadas constantemente. Esto quiere decir que aquellos interesados a formar parte del MEM pueden hacerlo siempre y cuando sigan el proceso requerido. Para pasar a formar parte de los agentes del MEM se requiere completar formularios y cumplir con una serie de condiciones que varían según a la categoría de agente. Es así que para lograr entrar al Sistema Eléctrico por parte de Generadores o Grandes Usuarios (nuevos proyectos industriales) se debe realizar una solicitud en la SE, esta última debe informar los antecedentes presentados a las empresas del MEM y a CAMMESA, quienes pueden solicitar información adicional y emitir su opinión al respecto. CAMMESA es el encargado de juzgar la aptitud técnica del potencial agente para entrar a formar parte del MEM y le informará a la SE sobre estas cuestiones. La SE contará con 60 días corridos para aprobar o rechazar el pedido, de no hacerlo en este plazo se considerará aprobado el proyecto. En caso de oponerse a la solicitud, el trámite pasa al Ente Nacional Regulador (ENRE) para su resolución.

Los agentes reconocidos del MEM entregan a CAMMESA la información requerida para la Base de Datos del Sistema. Dicha base se encuentra actualizada y a disposición de todos los integrantes del MEM. Es mediante la información de dicha base que se realiza la programación, se fijan precios y se coordina el despacho.

Para la realización del despacho se coordina de acuerdo al costo marginal de cada generador y la demanda del mercado. De esta manera se comienza a despachar a aquellos generadores con menor costo marginal de producción hasta satisfacer la demanda existente. Una vez cubierta la demanda se detiene la incorporación de nuevos generadores. De esta manera se realiza el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado teniendo en cuenta las restricciones de la red de transporte, la disponibilidad de

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

combustibles y de agua en embalses y demás limitaciones operativas. Se explicará más adelante como se calcula dicho costo marginal.

II - 2.1.1. Sistema de Operación y Despacho (SOD)

El funcionamiento del Mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MEM y CAMMESA, para programar y coordinar la operación y el despacho del Sistema así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definen los montos en las transacciones económicas. El SOD es el medio por el cual se logra la comunicación y la transferencia de información entre los agentes del MEM y CAMMESA, permitiendo la operación y las transacciones comerciales. La responsabilidad primaria de operación y despacho es de CAMMESA, con posibilidad de delegar funciones en otras empresas.

El SOD está compuesto por:

- **Sistema de operación en tiempo real (SOTR):**
Brinda los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico. La información de los diferentes agentes debe llegar al Centro de Control de CAMMESA para que esto sea posible. Los generadores, cuyo régimen de funcionamiento debe ser acordado con CAMMESA, son responsables de colocar la información requerida en el Centro de Control. Por otro lado, aquellas instalaciones que no formen parte de la Red de Transporte pero que vinculen puntos de intercambio de terceros con el Mercado, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión y para enviar la información necesaria al Centro de Control de CAMMESA.
- **Sistema de medición comercial (SMEC):**
Destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la ejecución de las Transacciones Económicas en el MEM. Se realiza mediante medidores que permiten dicho control y los cuales deben cumplir las normas definidas por CAMMESA y la SE. CAMMESA cuenta con un sistema de registro y transmisión de datos con el que se recolecta toda la información procedente de los mencionados medidores.
- **Sistema de comunicaciones (SCOM):**
Son los medios de comunicación que utilizan los agentes del MEM para poder cubrir las necesidades creadas al trabajar con los dos sistemas anteriores.

II - 3. Generación

La generación de energía eléctrica es llevada adelante por operadores de centrales generadoras de electricidad que despachan la energía al Sistema Argentino de

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Interconexión (SADI). El parque generador de energía eléctrica en nuestro país está distribuido en toda la extensión del territorio nacional, pudiendo diferenciar ocho grandes regiones, esta son: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires/Gran Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). En la Figura II-1 se puede ver las regiones y las vinculaciones entre ellas en forma esquemática describiendo la estructura del SADI. Dichas vinculaciones son las líneas de transporte eléctrico, las cuales serán detalladas en la sección dedicada a analizar el transporte de la energía.

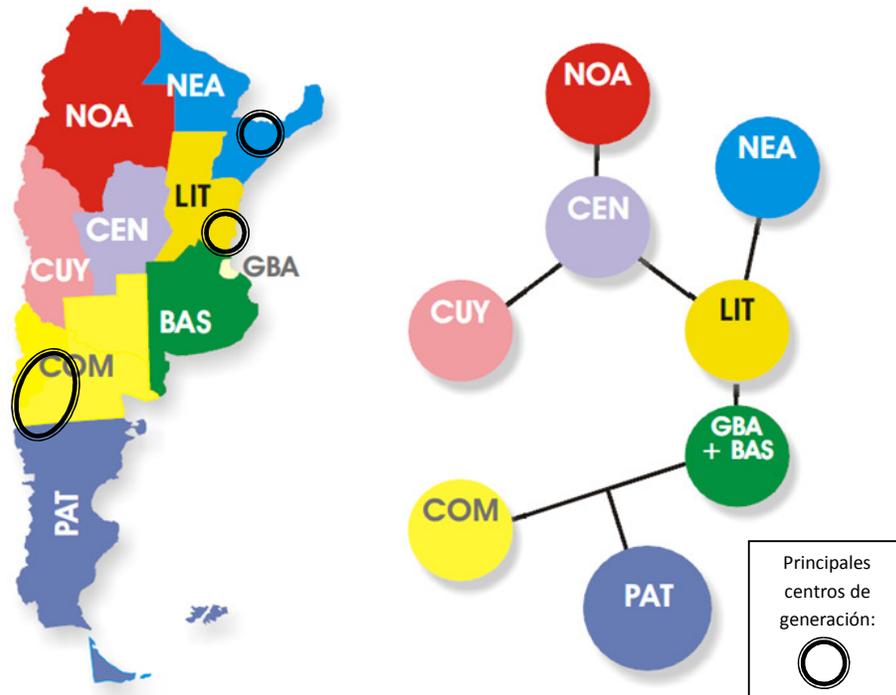


Figura II-1. Mapa con regiones de generación y vinculaciones entre ellas. Fuente: Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

Debido a la gran capacidad de generación de las centrales hidráulicas, la generación se encuentra alejada de los principales centros de consumo de GBA, BAS y LIT, que se analizan luego. Por lo tanto la generación queda geográficamente alejada según se ve en la Figura II-1 principalmente por las centrales de Yacyretá, Salto Grande, Piedra del Águila, El Chocón y Alicurá.

II - 3.1. Generador del MEM

La generación es producida por compañías privadas y estatales, dentro de un mercado eléctrico competitivo y prácticamente liberalizado, con la mayor parte de la capacidad instalada total en manos privadas. La parte en poder público corresponde a la generación nuclear y a las dos plantas hidroeléctricas binacionales, Yacyretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande (Argentina-Uruguay), con una contribución del

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

23 % al total de generación anual para el 2009. El sector privado de la generación está altamente fragmentado, con más de diez grandes compañías.

Para ser un generador autorizado a realizar contratos en el ámbito del MEM se debe ser Agente del mismo, y para serlo es necesario llevar adelante una serie de pasos administrativos con la SE y cumplir una serie de requerimientos² técnicos de funcionamiento.

Dentro de los generadores del MEM podemos encontrar otras dos sub categorías aparte de la de generador propiamente dicho:

- Autogenerador: Aquel consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.
- Cogenerador: Aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.

De todas maneras la contribución de estos a la generación anual es relativamente baja, tomando como parámetro el año 2009 donde la generación estuvo constituida un 95% por los generadores, un 3% por los Autogeneradores y un 2% por los Cogeneradores³.

II - 3.2. Capacidad instalada y Generación anual

El requerimiento de la demanda puede ser satisfecho mediante las centrales generadoras de las diferentes regiones nombradas utilizando diferentes tecnologías y una parte de la misma puede ser importada de otros países. Las tecnologías posibles utilizadas actualmente en el MEM son presentadas en la Tabla II-1.

En la Tabla II-2 se ve la capacidad instalada de generación por zona y en el Gráfico II-1 los porcentajes de cada tecnología en la capacidad en 2009. Se ve que en cuanto a la capacidad instalada la tecnología de generación que prevalece por sobre el resto es la térmica siendo el 58% de la capacidad instalada. Este tipo de tecnología siempre implica la quema de combustibles fósiles y a su vez una gran dependencia al abastecimiento de los mismos. La quema de estos combustibles genera gases que son perjudiciales para el medio ambiente y son los causantes del efecto invernadero (GHG, “Greenhouse gases”).

² En la página web de CAMMESA se encuentra detallado los requerimientos para cada agente de MEM. Se considera que no aporta valor para el presente trabajo una definición detallada de los mismos. En capítulos posteriores serán comentadas algunas de ellas de ser necesario.

³ Fuente: CAMMESA; Informe anual 2009.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Térmico Fósil	Turbina de Vapor (TV)	Ciclo Rankine que utiliza la energía del vapor de agua.
	Turbina de Gas (TG)	Ciclo de Joule-Bryton que aprovecha la energía contenida en los gases de la combustión.
	Turbina de Gas de Ciclo Combinado (CC)	Combinación de ciclos Rankine + Joule-Bryton con mejor aprovechamiento de la recurso utilizado y por lo tanto es más eficiente.
	Motores Diesel (MD)	Ciclo Diesel, que resulta ser el de menor eficiencia de los utilizados en generación.
Nuclear		Utiliza el calor producido por las reacciones nucleares para calentar el agua y obtener vapor, accionando una turbina de vapor, y completando luego también un Ciclo Rankine.
Hidráulica		Utiliza un recurso renovable para generar electricidad, en este caso se utiliza la energía potencial gravitatoria del agua para accionar las turbinas.

Tabla II-1. Tecnologías de generación

Área	TECNOLOGÍAS							
	TOTAL	NUCLEAR	HIDRÁULICA	TOTAL DE GENERACIÓN TÉRMICA FÓSIL	TRUBINA DE VAPOR	TURBINA DE GAS	CICLO COMBINADO	MOTORES DIESEL
CUY	1579	-	995	584	120	90	374	-
COM	5987	-	4647	1340	-	578	741	21
NOA	2279	-	210	2069	261	893	828	87
CEN	2279	648	918	713	200	417	68	28
GBA-BA-LIT	12240	357	945	10938	3857	969	5984	128
NEA	2439	-	2280	159	-	26	-	133
PAT	853	-	519	334	-	160	174	-
SIN	27656	1005	10514	16137	4438	3133	8169	397

Tabla II-2. Capacidad Instalada por Zona a Julio de 2010. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

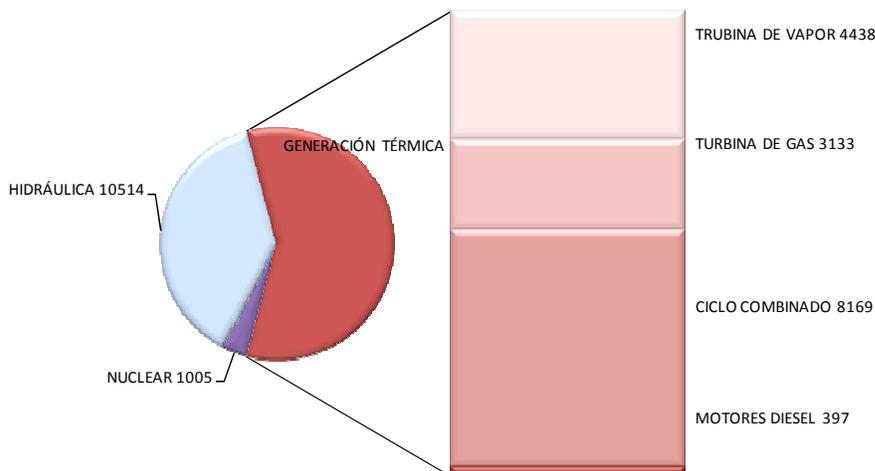


Gráfico II-1. Porcentaje según la tecnología de la capacidad instalada actual. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

A su vez, la generación generada en un periodo aporta claridad a la situación y permite entender como se está produciendo la electricidad realmente. Se presentan en la Tabla

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

II-3 la energía generada para las diferentes tecnologías desde el año 1992 al 2009 y los porcentajes de cada tecnología respecto del total. Finalmente con estos valores se paso a realizar un gráfico para plasmar las tendencias en cada una de las tecnologías en cuanto a la generación de energía anual. En el Gráfico II-2 se ve claramente que la pendiente de la recta de tendencia para la generación térmica es mucho mayor que para las otras tecnologías, ratificando lo dicho anteriormente de que es esta la forma de generación predominante y esta sigue en aumento. La tasa promedio crecimiento es del 6% por año para la generación térmica, siendo está la mayor de entre las tecnologías vigentes.

Generación (en GWh)																		
Año	1992		1993		1994		1995		1996		1997		1998		1999		2000	
TÉRMICA	24891	46%	25877	44%	25856	41%	28933	45%	35199	51%	32433	44%	34885	46%	42441	56%	43248	38%
HIDRÁULICA	19805	37%	23609	40%	27996	45%	28326	44%	25758	37%	32864	45%	32253	42%	26539	35%	33760	30%
NUCLEAR	7091	13%	7750	13%	8290	13%	7118	11%	7516	11%	8029	11%	7437	10%	6586	9%	5731	5%
IMPORTACIÓN	2267	4%	1212	2%	334	1%	310	0%	278	0%	448	1%	1914	3%	310	0%	1011	1%
TOTAL	54054	58448	62476	64687	68751	73774	76489	75876	83750									

Generación (en GWh)																		
Año	2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009	
TÉRMICA	36510	42%	32642	40%	39466	46%	49399	53%	51351	52%	53928	52%	61012	56%	66877	60%	61386	55%
HIDRÁULICA	41507	48%	41090	51%	38717	45%	35133	38%	39213	40%	42987	41%	37290	34%	36882	33%	40318	36%
NUCLEAR	6541	8%	5393	7%	7025	8%	7313	8%	6374	6%	7153	7%	6721	6%	6849	6%	7589	7%
IMPORTACIÓN	1450	2%	2210	3%	1234	1%	1441	2%	1222	1%	559	1%	3459	3%	1774	2%	2040	2%
TOTAL	86008	81335	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333									

Tabla II-3. Generación por región con porcentaje por tecnología. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

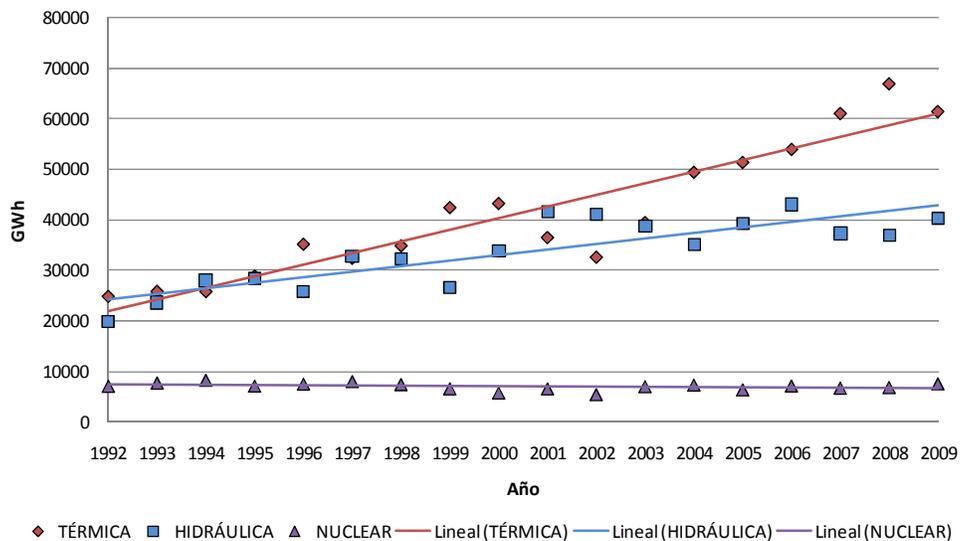


Gráfico II-2. Tendencias de generación. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

Para evaluar el futuro de la oferta energética nacional se puede usar la capacidad instalada y su evolución con el paso del tiempo como aparece en el Gráfico II-3. Vale destacar que de la capacidad instalada existe potencia indisponible. Esta es potencia que proviene de maquinas de baja eficiencia y con elevados costos de operación o maquinas que se encuentran con fallas, que por esas razones no son despachadas. A su vez existe

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

potencia indisponible dentro de la capacidad instalada hidráulica por falta de agua. La tasa de crecimiento de la capacidad instalada para nuestro país es del 2% considerando desde el año 2001 al 2009.

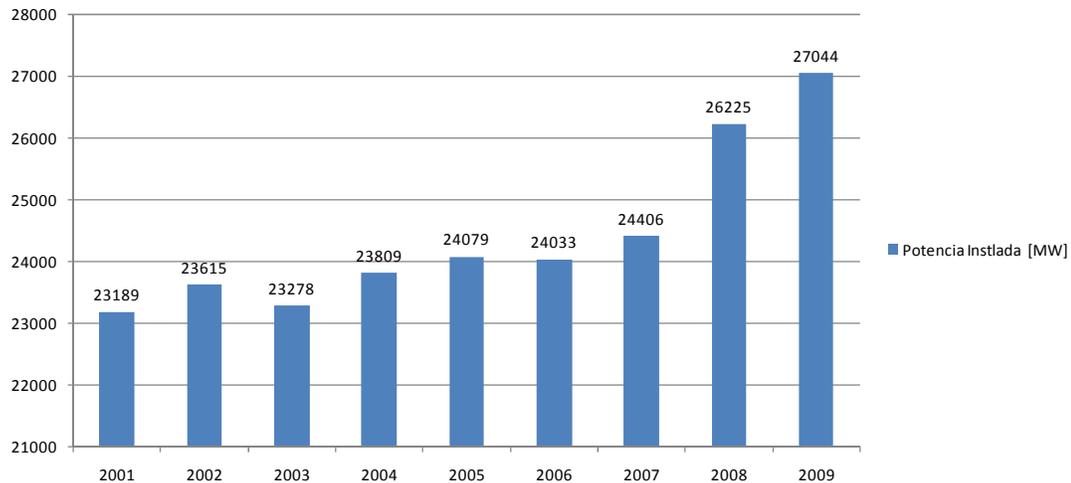


Gráfico II-3. Potencia Instalada. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

Con los datos presentados se evidencia que la generación de electricidad en Argentina es predominantemente térmica y que esta tendencia continúa incrementándose. Esta orientación a generar mediante la quema de combustibles fósiles se contrapone con lo que sucede en países de la comunidad europea donde la tendencia ha sido orientar su generación mediante fuentes renovables. Recién en el 2009 se han empezado a promover programas por parte de la ENARSA que incentivan la utilización de fuentes alternativas de energía, de manera de impulsar la diversificación de la matriz energética. Sin embargo aún no son percibidos los resultados de tal iniciativa y a su vez representan una parte muy pequeña de la generación actual. En el caso del las ofertas adjudicadas con la licitación llevada adelante con el programa GENREN suman 895 MW pero estos proyectos no están terminados y de estarlo solo equivaldrían a un 3% de la capacidad instalada actual.

Esta situación de predominancia de la generación térmica sobre las otras se debe en gran parte a los cambios político-económicos presentes en el país en los últimos años. La mayor parte de las plantas de generación instaladas durante los años 90 se trataban de centrales de Ciclo Combinado. Esto se debía a que las tarifas estaban en dólares y el recupero de la inversión para este tipo de centrales era rápido. Se trataba de centrales con una eficiencia mayor a las vigentes y por lo tanto con un despacho garantizado, a su vez la oferta energética no era abundante y existían facilidades en la financiación. Es así que entre 1993 y el 2001 se instalaron una gran cantidad de ciclos combinados brindando alrededor de 6.000 MW de potencia junto con una reducción de precios del mercado mayorista por la eficiencia alcanzada y una reducción considerable en emisiones de gases causantes del efecto invernadero (GHG). Sumado a estos factores en ese entonces la oferta de gas en el país era abundante lo que garantizaba abastecimiento

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

sin problemas para las nuevas inversiones. Actualmente la situación ha cambiado y se comentara acerca de la misma al analizar los problemas del sistema al final de este capítulo.

II - 3.3. El despacho

Para realizar el despacho de la generación CMMESA debe utilizar modelos de programación para obtener el mínimo costo de operación para abastecer la demanda en el periodo de tiempo evaluado. Este modelo implica la óptima utilización de las reservas hidráulicas y la consideración de las restricciones del sistema. A su vez el modelo utilizado depende del espectro temporal considerado hasta el momento del despacho propiamente dicho. Para la programación estacional o de más de un año se utilizan los modelos OSCAR y MARGO, luego conforme se acerca el momento del despacho para el cual se está planificando el modelo utilizado cambia. El primero de los modelos citados tiene como principal objetivo valorizar el agua a aquellos embalses que tienen la capacidad de almacenar el agua de un periodo a otro y cuyo monto energético resulte importante para la demanda a abastecer. La valorización representa la esperanza matemática de los ahorros futuros en la operación y en la falla, para cada metro cúbico de agua marginal almacenada. El segundo mediante el valor del agua y el resto de los datos del mercado obtiene el despacho hidrotérmico. El principal objetivo de la combinación de ambos modelos es lograr utilización óptima de los recursos energéticos hidráulicos y térmicos, minimizando el costo de producción y de la energía no suministrada en el mediano plazo, teniendo en cuenta las restricciones operativas. A partir de este modelo luego se corren otros determinísticos para ajustar estos valores a la demanda real.

II - 3.4. Costos de operación

El costo de generación es lo que define el despacho o no de un generador. Aquellos con los costos marginales más bajos serán los despachados por CMMESA, más allá de la existencia de contratos a término entre los generadores y los distribuidores o los grandes usuarios. Esto significa que de no tener un costo marginal que le permita entrar dentro del despacho el generador no produce energía. Se entiende como costo marginal a aquel costo en el cual el generador debe incurrir para generar un KWh más. Considerando dentro de este costo de operación para los generadores térmicos el costo propio de la maquina y para los hidráulicos el valor del agua, y a su vez el costo de transporte desde el nodo de conexión del generador al sistema de transporte hasta el nodo mercado⁴. El precio de venta del mercado spot es en función de este costo y por lo tanto aquellos que generen la energía de forma más barata son aquellos que obtienen mayores beneficios.

⁴ Se define el nodo mercado como el centro geográfico del sistema, está ubicado en la estación transformadora de Ezeiza, Provincia de Buenos Aires.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

El costo de generar un KWh más varía ampliamente dependiendo el tipo de tecnología utilizada en la central. Para el despacho se cuenta con centrales hidráulicas de base que son siempre las primeras en ser despachadas, seguidas por las nucleares, que presentan los equipos térmicos más baratos del sistema, luego se despachan las plantas térmicas con consumo de combustible fósil, que son las que compiten más fuertemente en cuanto al costo marginal y finalmente las hidráulicas de punta.

II - 3.5. Costo Marginal en equipos térmicos

Los costos variables de producción y el costo de transporte desde el nodo de conexión hasta el nodo mercado son los tenidos en cuenta en el cálculo del costo marginal que define el despacho. En cuanto a los costos de transporte son aplicados al costo marginal dividiendo el costo variable de operación por un factor de nodo mediante el cual la maquina resulta más costosa cuanto más alejada al mercado y menos confiable sea el vinculo. Sin embargo este no resulta el factor más influyente del costo marginal, sino que la mayor parte del mismo proviene del combustible utilizado en la generación. Además del combustible se deben considerar los costos de operación y mantenimiento, los tres componen los costos variables de producción de una maquina generadora.

El combustible más económico y para el cual están diseñados la mayoría de los equipos eficientes de generación térmica es el gas natural. Por esta razón la disponibilidad de gas natural es una variable clave para el costo de operación. Frente a la escasez de gas natural se debe emplear gas oil como sustituto en la turbinas de gas y en los ciclos combinados y fuel oil como sustituto en la turbinas de vapor⁵. La utilización de otro tipo de combustible que no sea gas natural ocasiona tres efectos perjudiciales sobre el costo debido a que resultan ser combustibles de mayor precio, obligan un mayor mantenimiento de los equipos, bajan su rendimiento y por lo tanto deben consumir más. Todo esto se traduce en mayores costos.

En los últimos años ha habido problemas con el abastecimiento de gas natural a nivel nacional. Esto trajo aparejado grandes problemas para el sistema eléctrico. En el Gráfico II-4 se ve la utilización de gas natural como combustible en la generación en comparación con los otros combustibles para el año 2009 expresando los consumos en Mm3/día de gas, traduciendo la energía producida por cada uno de los combustibles en m3 de gas mediante el poder calorífico. Del gráfico se puede interpretar la importancia del gas en el parque térmico de generación.

⁵ Fuente: Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

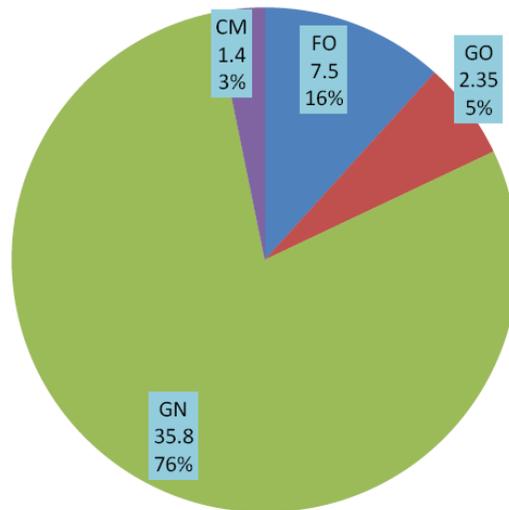


Gráfico II-4. Consumo Equivalente gas [Mm3/día] y participación porcentual. Fuente: CAMMESA

II - 4. Transporte

El transporte, o la transmisión, de la energía eléctrica se lleva adelante mediante las diferentes empresas transportistas vinculan eléctricamente todos los nodos del SADI. La estructura de la red de transporte define el acceso a la electricidad que pueden tener los habitantes de un territorio, considerando los sistemas eléctricos en los cuales no se ha propagado el uso de generación distribuida. De esta manera al entender la red eléctrica actual podremos identificar necesidades de abastecimiento.

II - 4.1. Infraestructura física del sistema de transporte

La gran extensión del territorio acompañada con la falta de estrategias de organización territorial han hecho dificultoso el desarrollo de una red eléctrica integrada e interconectada en Argentina. En los últimos años se han realizado grandes inversiones para revertir esta situación, sin embargo la organizacional territorial se encuentra muy desequilibrada, hallándose regiones con altísimas densidades de población y dejando otras casi despobladas. Es así que se hallan áreas muy desarrolladas con una gran cantidad de infraestructura pública mientras que hay otras donde no se tiene acceso a la red eléctrica y de gas.

La red eléctrica propone un desarrollo radial dejando algunas superficies de territorio sin cobertura y haciendo que la conexión implique grandes inversiones, debido a que es necesaria una prolongación de la red en caso de encontrarse muy alejado de la línea. De esta manera se genera desigualdad de oportunidades entre los habitantes de las diferentes regiones del país debido a las dificultades de acceso al sistema eléctrico. Es así que, como se comenta en una sección posterior al tratar la demanda, el 40% de la demanda eléctrica se encuentra concentrada en la región del GBA mientras que el NOA

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

y el NEA solo representan el 14% de la demanda total, presentando a su vez grandes restricciones en cuanto a capacidad y estabilidad. Lo mismo sucede en regiones como Cuyo y Patagonia⁶. En el Anexo A de este trabajo se puede ver un mapa detallado de la estructura del SADI donde claramente se ve lo comentado.

Sumado a esto algunas de las líneas de transporte se ven saturadas, es decir se necesita de ampliaciones de capacidad de transporte para lograr abastecer las demandas futuras, este es el caso de los corredores Patagónico, Comahue – GBA y Comahue - Cuyo⁷. Si a esta condición se le suma la necesidad de ampliaciones para cubrir mayores superficies del territorio la inversión a realizar sería realmente elevada.

II - 4.2. Los Transportistas y la Función Técnica de transporte

Los transportistas son aquellos que vinculan eléctricamente a la demanda con la generación, sin embargo la Función Técnica de Transporte⁸ (FTT) no es llevada a cabo sólo por los Transportistas, sino que cualquier Agente puede convertirse en Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT).

Cualquier Agente del MEM puede cumplir Función Técnica de Transporte. Es decir, si en su red propia, un Generador, un Gran Usuario o un Distribuidor, además de los Transportistas, tiene conectado algún Gran Usuario algún Generador o algún Distribuidor, también cumple la Función Técnica de Transporte. Las condiciones en que la cumplen cada uno están definidas en las reglamentaciones y tienen características particulares. Sin embargo todos están alcanzados por igual por el “Principio de Libre Acceso”, el cual permite que cualquier Agente del MEM que esté conectado directa o indirectamente al SADI pueda comprar su energía eléctrica a cualquiera que la venda en el MEM, siempre y cuando cumpla con todas las disposiciones y normativas técnicas requeridas.

De esta manera queda claro que la FTT puede estar prestada por cualquier Agente del mercado, pero dado que cada tipo de Agente no Transportista tiene otra función principal esta prestación puede tener diferentes características. Además según lo establecido por la ley 23.696 ningún agente del MEM puede desempeñarse en más de un segmento del sistema por lo tanto se pasará a definir aquellas empresas consideradas Transportistas en el MEM.

⁶ Fuente: Plan Estratégico Territorial (Avance 2008), Poder Ejecutivo Nacional.

⁷ Fuente: Presentación WindAR 2009, TRANSBA – TRANSENER.

⁸ Se define como Función Técnica de Transporte (FTT) al servicio de vinculación que cumplen las instalaciones eléctricas que forma parte del SADI o las que están conectadas a estas o con instalaciones conectadas a estas últimas, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, en cuanto a que comunican físicamente a compradores con vendedores entre sí y con el Mercado Eléctrico Mayorista.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Las empresas Transportistas son a las que se les dio en concesión la función de transporte en el SADI por parte del Estado Nacional, quedando el mismo dividido entre siete empresas Transportistas cuando se privatizó.

TRANSENER es la denominada en la normativa vigente como Empresa de Transporte en Alta Tensión y es única y monopólica en todo el país. Integra al Sistema de Transporte en Alta Tensión que está compuesto por todo el sistema de 500 kilovoltios y algunas líneas del Sistema del Litoral en 220 kilovoltios.

El resto son las empresas de transporte regional, a las que se denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO), y que son:

- TRANSNOA: abarca todo el NO incluyendo las provincias de Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta, Jujuy y Santiago del Estero.
- DISTROCUYO: abarca las provincias de San Juan y Mendoza.
- TRANSBA: abarca la provincia de Buenos Aires.
- TRANSNEA: incluye las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y parte de Entre Ríos.
- C.O.T.D.T COMAHUE: incluye Las provincias de Río Negro, Neuquén y parte de La Pampa.
- TRANSPA: que es un área eléctricamente aislada del SADI, y atiende la región patagónica.

Las concesiones fueron realizadas a través de contratos que vinculan a las empresas citadas y al Estado Nacional en la todos los casos, exceptuando a TRANSBA donde la concesión es provincial. Cada de uno de estos contratos tiene sus particularidades, sin embargo todos tienen como objetivo asegurar a la empresa transportista la prestación en forma exclusiva del servicio público de transporte de energía eléctrica en el área que se le ha definido. La duración es de 95 años divididos en periodos de gestión, al final de los cuales el ENRE lleva adelante una serie de procedimientos entre los cuales los más relevante para el presente trabajo es fijar el régimen de tarifas para los siguientes años y la venta del paquete accionario mayoritario al mejor oferente, priorizando al último propietario en caso de igualar la mejor oferta.

II - 4.2.1. Roles de las instituciones legales en el transporte

Para que todo el sistema de transporte funcione coordinadamente la ley asigna a CAMMESA y al ENRE distintas funciones a llevar a cabo en este ámbito.

CAMMESA tiene a su cargo:

- Administrar las transacciones económicas en el MEM (en particular, recaudar entre todos los usuarios del sistema de transporte y pagar a los Transportista su remuneración).

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

- Analizar las ampliaciones.
- Coordinar la instalación de equipamientos de control.
- Planificar la operación óptima del sistema, incluyendo la coordinación de los mantenimientos en el sistema de transporte.
- Analizar las perturbaciones que se produzcan en el sistema.

Por otro lado el ENRE, como funciones principales, debe:

- Hacer cumplir la ley 24065 y los contratos de concesión.
- Controlar la calidad de servicio.
- Autorizar las ampliaciones del sistema de transporte.
- Autorizar la utilización de la capacidad de transporte existente.
- Establecer las bases para el cálculo de tarifas reguladas y controlar su aplicación.
- Prevenir conductas anticompetitivas monopólicas o discriminatorias.

II - 4.3. Ampliaciones del sistema de transporte

La expansión del transporte debe ser impulsada por sus usuarios, quienes deben solicitar las ampliaciones del Sistema de Transporte que sean necesarias para mejorar su vinculación con el MEM, haciéndose cargo de los costos de las ampliaciones en su área de influencia.

En la normativa vigente se indican tres metodologías para la realización de una expansión del sistema de transporte:

- Por contratos entre partes
- Por concurso público
- Ampliación menor

II - 5. Distribución

Se entiende por distribuidores a aquellos que hacen llegar la energía eléctrica a los usuarios finales que no son considerados agentes del MEM. El mercado distribuidor esta segmentado por provincia, y a veces por regiones dentro de una provincia. Son los que abastecen de energía a los usuarios residenciales, comerciales e industriales que no pertenecen al MEM como agentes. Existe un listado de empresas distribuidoras resultando aquellas con mayor cantidad de clientes Edenor S.A. y Edesur S.A. concentrando al 40% del mercado.

Una clave importante para el desarrollo del Mercado está contenida en los contratos de concesión que otorga el Estado Nacional a los distribuidores que son reconocidos como agentes del MEM. En estos contratos, la obligación de suministrar (a riesgo de ser

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

severamente penalizado) le impone al distribuidor la necesidad de garantizar niveles de suministro adecuados para atender su demanda.

En el mercado, esa garantía puede obtenerse a través de contratos a término en condiciones de cantidad y precios libremente pactados con los generadores. Aquella porción de la demanda de los distribuidores que no está sujeta a relaciones contractuales en el Mercado a Término, se canaliza a través de un Precio Estacional estabilizado cada tres meses. Los contratos a término, a su vez, añaden mayor estabilidad a las actividades futuras de los generadores, brindando estímulos para la expansión de la capacidad de generación y transporte. Las cuestiones relacionadas a los precios se comentarán en profundidad en otra sección.

A su vez los contratos de concesión definen una calidad de servicio y de producto que los distribuidores deben cumplir. La primera calidad es en función de la frecuencia de interrupciones y la duración de las mismas, mientras que la referida al producto es en función de los niveles de tensión y las perturbaciones (agrupando a las variaciones rápidas de tensión, las caídas lentas de tensión y las armónicas).

II - 5.1. Usuarios

Para los distribuidores sus usuarios pueden clasificarse según su actividad y a su vez según su consumo. Según el uso de la energía:

- Usuarios Residenciales
- Usuarios Generales (usos que ni sean residenciales ni alumbrado público, contemplando usos comerciales e industriales)
- Alumbrado Público
- Usuarios Rurales

- Según su demanda:
 - Pequeñas (demanda máxima de potencia inferior a los 10 KW)
 - Medianas (demanda máxima igual o superior a los 10 KW e inferior a los 50 KW)
 - Grandes (demanda máxima igual o superior a los 50 KW)

II - 6. Análisis de la demanda

La demanda de energía eléctrica se encuentra en un continuo crecimiento. En el mundo en que vivimos la dependencia del ser humano con el sistema eléctrico es evidente y en nuestro país se ve claramente esta tendencia.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

La demanda argentina de energía eléctrica⁹ está compuesta por varios factores, siendo sin duda el de mayor relevancia el proveniente del consumo de los usuarios del MEM. Sin embargo también se encuentran considerados como demanda para el sistema la exportación, el bombeo¹⁰ y las pérdidas¹¹. Considerando a todos los componentes, la demanda mantuvo su crecimiento en los últimos años, exceptuando una caída del 5,4% en el año 2002 dentro del contexto de crisis en el cual se encontraba Argentina por ese entonces y que llevo al cierre de consumidores importantes. También se ve una leve caída del 0,8% en el 1999, y del 0,9% en el año 2009 probablemente debido a la crisis financiera mundial que tuvo una leve repercusión a nivel nacional. Más allá de estas caídas aisladas se obtiene un crecimiento promedio del 4,4% anual desde el año 1992 al 2009.

A su vez se paso analizar la correlación entre esta demanda de energía eléctrica con el PBI a pesos constantes del año 2003 y la población¹². Se opto por el PBI a precios constantes ya que se evita la inclusión de ruidos provenientes de la tasa de inflación y además este da una idea del crecimiento real que tiene lugar en un país. Además se utilizo a la población como variable dependiente del modelo ya que al aumentar la población aumenta el consumo total de energía eléctrica. Se obtuvo un coeficiente de correlación del 99% y se paso a proyectar a futuro con el PBI y la población proyectados hasta el año 2015. Según los datos obtenidos, el crecimiento se mantendrá requiriendo una oferta que haga respuesta a dicha demanda. En el Gráfico II-5 se ve plasmado lo comentado.

II - 6.1. Demanda por región

Como se ve en el Gráfico II-6 la mayor parte de la demanda se encuentra concentrada en la región de GBA participando con el 40% de la demanda total de todo el SADI. Le siguen las regiones de BAS (12%), Litoral (12%), Centro (9%), NOA (8%) y las otras con participaciones menores al 5%. Esto evidencia una mala distribución del consumo energético, donde el consumo anual por superficie es del orden del 63 GWh/km² para la ciudad de Buenos Aires contra 0,06 para el Litoral y 0,04 para GBA.

⁹ Fuente: Informe Anual 2009 de CAMMESA

¹⁰ Se refiere a la energía utilizada para acumular energía por bombeo de agua.

¹¹ Equivale a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida, pudiéndose clasificar en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las primeras se deben a razones físicas que se dan en los transformadores y en los conductores no ideales. Las segundas son debidas al hurto. El costo de estas es asumido por las empresas distribuidoras que deben comprar energía de demás para compensarlas y lograr satisfacer la demanda.

¹² Fuente: Fondo Monetario Internacional

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

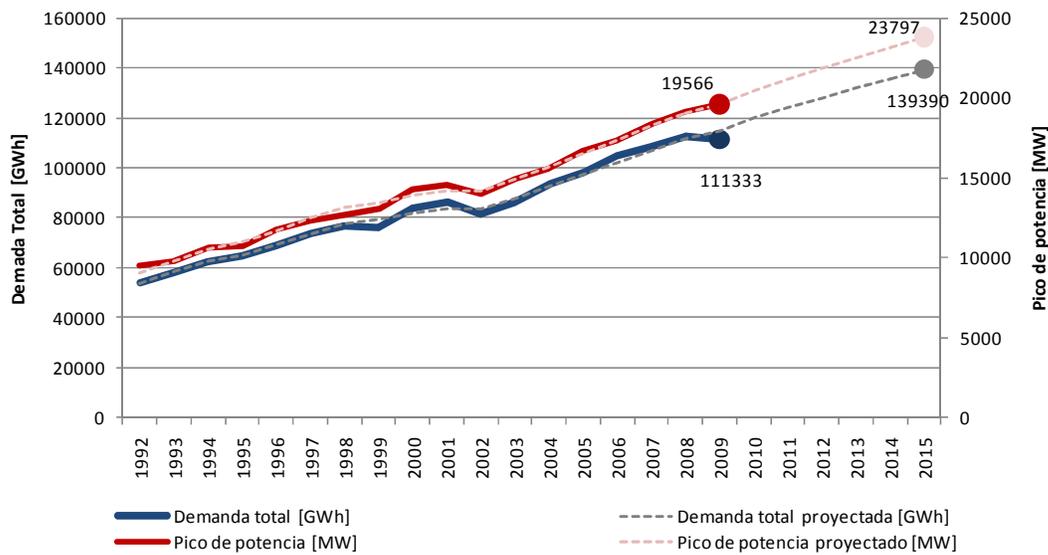


Gráfico II-5. Demanda Anual y picos. Real y proyección. Fuente: CAMMESA y elaboración propia.

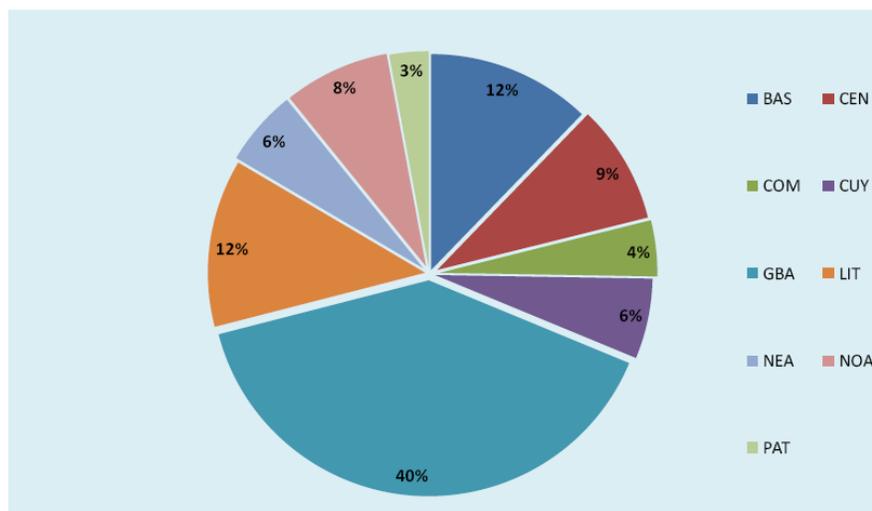


Gráfico II-6. Participación de la demanda en el año 2009. Fuente: CAMMESA

II - 6.1.1. Demanda por Tipo de usuario

Los consumidores de energía eléctrica, vinculados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), pueden adquirir la energía para abastecer su demanda, de dos formas distintas:

1. Modo tradicional: la energía es recibida a través del distribuidor de su área
2. Directamente de un Generador o Comercializador reconocido del MEM

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

De optar por la segunda alternativa el usuario debe cumplir con las condiciones requeridas para ingresar al MEM como Agente Gran Usuario del mismo y presentar los formularios necesarios a CAMMESA. Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (GUMEM) responden a tres categorías, definidas por su nivel de consumo:

1. Grandes Usuarios Mayores (GUMA): una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o mayor que 4380 MWh anuales.
2. Grandes Usuarios Menores (GUME): en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 KW, y menor a 2000 KW.
3. Grandes Usuarios Particulares (GUPA): en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 KW, y menor a 100 KW.

Aquellos usuarios que reciben la energía bajo esta condición reciben la mayoría de su energía mediante un contrato dentro del Mercado a Término (MAT). Bajo esta modalidad en el año 2009 solo se tenía al 17% de la demanda total, el otro 83% se encontraba sin contrato.

Si bien resulta relevante introducir estos conceptos básicos sobre los grandes usuarios, estos no son los agentes con mayor demanda dentro del MEM. La participación en la demanda total de los diferentes agentes del MEM en el año 2009 es para los grandes usuarios del 20,2% de la demanda, los autogeneradores del 0,4% y los distribuidores del 79,4% restante. De esta manera la mayor parte de la demanda se ve canalizada a través de estos últimos. Esto resulta razonable ya que evaluando desde otro punto de vista a la demanda, la parte residencial de la misma cuenta con el 38% de la total en el 2009, la mayor dentro de los diferentes tipos de usuarios agrupados siendo las otras categorías usuarios menores (< 10 KW) con el 14%, intermedios (entre 10 y 300 KW) con el 17% y mayores (>300 KW) con el 31% (Dentro de estas categorías se están agrupando tanto usuarios comerciales e industriales como los GU del MEM). A su vez la demanda de usuarios residenciales mantuvo el crecimiento desde el año 2006 y con un mayor ritmo promedio que las otras categorías de usuarios.

II - 6.2. Curva de Carga

Es sabido que la potencia demandada varía mucho en el transcurso del día y del año. Por esta razón existen horarios de demanda pico, horarios de demanda valle y el tiempo restante se considera como horas resto de demanda. Estas variaciones tan significativas en la demanda diaria requieren que el sistema este dimensionado para satisfacer al pico máximo. A su vez existe una estacionalidad durante el año para la demanda, debiéndose dimensionar el sistema para la máxima demanda en el año y quedando ocioso en gran parte del tiempo restante.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Por lo dicho resulta relevante proyectar el pico en el tiempo ya que el mismo debe ser satisfecho. Para proyectarlo se utilizó al PBI y a la población, al igual que con la demanda de energía. En el Gráfico II-5 se ve su proyección. Se puede destacar a su vez que la curva de carga varía para invierno y para verano, siendo en invierno en donde por lo general se logra el pico de demanda.

II - 7. El Precio

En esta sección se analizará el precio de la energía para los generadores y los usuarios domiciliarios que son los más relevantes para el actual trabajo. Primero se presentará el panorama definido mediante la ley 24065 y luego se comentarán los cambios ocurridos a partir de la crisis del 2002 mediante la utilización de normas de emergencia que definieron la situación actual de los precios.

II - 7.1. Los Mercados

Como se dijo antes el MEM consta de un mercado a término y un mercado spot para la compra-venta de energía. El mercado a término se refiere a aquel mercado en el cual se dan las transacciones habiendo realizado previamente un contrato entre el generador y otro agente del MEM. Aquellos Generadores que no poseen ningún contrato, venden toda su producción al Mercado Spot recibiendo por la misma los precios que rijan en el mismo hora a hora. Cuando un Generador posee contratos de abastecimiento con un Distribuidor o con un Gran Usuario (Agente del MEM), cobra en cada hora por su producción según su nivel de generación como sigue:

- Hasta el nivel de su contrato será considerada en el Mercado a Término y cobra por el precio acordado.
- Sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el Mercado Spot como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en el MEM a precio del mercado spot.

A su vez el MEM cuenta con un sistema de estabilización de precios para los Distribuidores que se explicará más adelante.

II - 7.2. Precios de la energía y remuneraciones

II - 7.2.1. Generadores

Los generadores obtienen su remuneración a través de la venta de energía en los mercados citados anteriormente. El precio para el MAT se define en los contratos entre los interesados. El precio para el mercado spot es el precio horario de la energía que se vende en el MEM. Inicialmente el precio del mercado se obtenía en función del costo

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

económico de generar el próximo KWh, esto se modificó a partir de las medidas tomadas por la crisis del año 2002 pero la situación actual del precio spot se comentará luego.

Originalmente el Precio de Mercado (PM) resultaba de aplicar el método marginal, es decir el precio del próximo KWh, en el centro de carga del sistema. El precio del próximo KWh surge del costo marginal de la máquina generadora menos eficiente despachada reducida al centro de cargas, para de esta manera considerar el costo del transporte de la energía generada. Dicho costo es el costo de generación por unidad de energía que para reducirlo al centro de carga se lo divide por un factor de nodo (FN¹³). De esta manera se determina que máquina resulta despachada y cuál es el PM. El precio al cual cada generador percibe su remuneración por energía entregada está dado por el PM multiplicado por su respectivo factor de nodo. De esta manera la máquina que fija el precio de mercado cobra exactamente su costo operativo.

El mayor costo de producción de las unidades generadoras es el de las térmicas. Por lo tanto el mismo define el PM. Dicho costo se obtiene del producto entre el precio de los combustibles en el área donde está ubicada la unidad (de esta manera considera transporte y precio del combustible) y el consumo calórico.

Por otro lado de existir restricciones que no permitan la vinculación de toda la oferta y la demanda de un área del mercado se fijan precios locales (PL). Estos resultan ser mayores al PM si se trata de un área importadora e inferiores en caso de ser exportadora.

A su vez los generadores reciben una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuando mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remunerarán también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

El precio monómico consolida el valor de la energía y el valor de la potencia y la reserva puesta a disposición. Este precio equivale a lo pagado a los generadores por MWh generado acumulando todos los cargos por los cuales estos obtienen una remuneración.

¹³ Representa la variación de las pérdidas atribuibles a un incremento de demanda en un nodo determinado. Un FN menor a 1 representa un nodo generador con respecto al centro de cargas y un FN mayor a 1 un nodo abastecido desde el centro de cargas. Se busca penalizar en los precios un aumento de la demanda cuya satisfacción depende de un aumento de oferta en un nodo lejano. De esta manera provocar un aumento de demanda en los nodos generadores y una disminución en los abastecidos y así reducir las pérdidas.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

II - 7.2.2. Distribuidores y Usuarios domiciliarios

Los distribuidores pagan por la energía que es distribuida hacia sus usuarios o bien un precio acordado mediante contrato de suministro con algún generador o bien un precio estacional. Los primeros son definidos bajo contrato y en caso de tener niveles mayores o menores de la demanda contratada las diferencias serán comercializadas. En el segundo caso, los Precios Estacionales tienen revisión trimestral para de esta forma lograr suavizar la volatilidad de precios del Mercado Spot en los precios finales de la electricidad. Las señales de precio percibidas por los consumidores finales reflejan las distintas situaciones cambiantes de la oferta y la demanda, pero en forma estacional y con variaciones menos abruptas.

La utilización de los precios trimestrales estabilizados obligo la creación de un sistema de estabilización de precios. En este sistema se derivan las diferencias entre los precios estacionales y los del mercado spot. Trimestralmente las diferencias acumuladas se reasignan para los periodos posteriores subiendo o bajando lo valores calculados para los mismos.

Por parte de los usuarios finales cada distribuidor tiene su tarifa definida. La tarifa varía dependiendo el tipo de usuario y la potencia demandada.

II - 7.2.3. Situación actual

Luego del año 2002 el sector energético entro en crisis. El fin de la convertibilidad genera gran incertidumbre en el MEM y se modifican varias cuestiones respecto a su funcionamiento inicial definido esencialmente en el año 1993.

Mediante normas de emergencia la situación para los generadores queda definida de la siguiente manera:

- La Sanción de Precios (PM) se hace utilizando costos variables de producción (CVP) de gas natural (GN) (simula plena disponibilidad de gas).
- La generación Hidroeléctrica y la Importación Spot excluidas de la sanción de precios, salvo que definan PM menor.
- Orden de despacho: Generación disponible independiente del costo antes de aplicar restricciones a la demanda.
 - En caso de restricciones el tope de PM es de 120 \$/MWh.
 - Unidades con costos superiores al PM reciben su costo reconocido. (No las Hidroeléctricas respecto del Valor del Agua).
- Las diferencias positivas entre el valor reconocido de los CVP (costos reconocidos) y el precio de nodo de la máquina en operación se recauda de la demanda en la Subcuenta Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) del Fondo de Estabilización.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

A esto se le suma una escasez de gas, sobre todo en el invierno, lo cual implica generar con combustibles fósiles líquidos haciendo que la cuenta de sobrecostos transitorios de despacho aumente.

Resumiendo la situación para los generadores implica que el precio se calcula suponiendo gas ilimitado y tiene un tope máximo que es de 120 \$/MWh. En el Gráfico II-7 se ve la evolución del precio monómico promedio en los últimos años y en la Tabla II-4 la discriminación del mismo en los principales componentes. Se puede apreciar la subida del mismo en los últimos años. Al analizar los componentes del mismo y los aportes de cada uno se destaca que la mayor participación proviene del precio de la energía y del sobrecosto transitorio de despacho. Este último factor da una idea de la escasez de gas y del gasto que esto simboliza para la generación. En general los generadores no perciben lo correspondiente a esta subcuenta ni lo gastan ya que CAMMESA es el encargado de la compra y abastecimiento del combustible y a su vez como se comentó antes esta subcuenta pertenece a Fondo de Estabilización. De esta manera todo el importe dentro de esta subcuenta es afrontado por CAMMESA y de forma indirecta por el estado.

Precio Medio Anual mercado Spot [\$/MWh]	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energía	19	26	35	47	67	84	96	107	127
Potencia	10	11	12	10	10	10	10	13	14
Sobrecostos Adicionales	0	1	8	9	15	38	60	59	116
Monómico	29	39	54	67	93	131	166	179	256

Tabla II-4. Composición del precio monómico. Fuente: CAMMESA.

Por otro lado los usuarios residenciales de los distribuidores no ven incrementado su costo del suministro mediante un subsidio estatal. A los usuarios restantes se los incentiva a un uso más eficiente de la energía. El fondo de estabilización entra en déficit agotando sus recursos para junio de 2003.

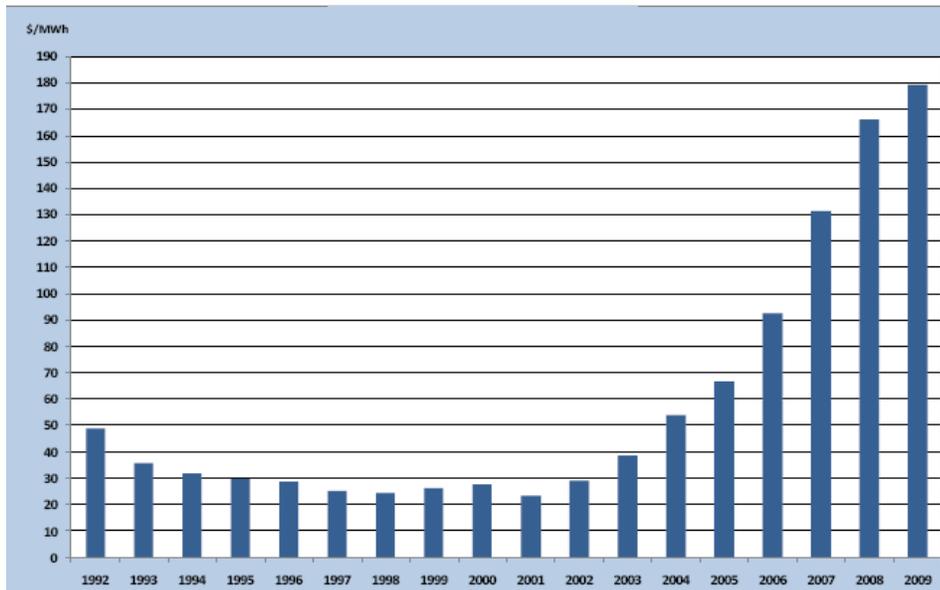


Gráfico II-7. Evolución del precio monómico. Fuente: CAMMESA.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

II - 8. Tecnologías de comunicación

Como se comentó anteriormente CAMMESA es la entidad a cargo de coordinar el despacho y administrar las transacciones tanto físicas como económicas que se llevan a cabo en el MEM. A su vez se comentó que para llevar adelante dichas tareas se vale del sistema de operación y despacho, compuesto además por diferentes subsistemas. Por otro lado es necesario que haya una comunicación entre los Distribuidores y los diferentes usuarios a los cuales estos abastecen. En esta sección se comentará brevemente el tipo de comunicación que se da entre CAMMESA y los Agentes del MEM, así como también la comunicación entre los Distribuidores con sus usuarios ya que para este trabajo es necesario para poder analizar la factibilidad de inyectar energía a la red desde los usuarios residenciales al sistema.

En la Figura II-2 se ve el esquema de la red y como intervienen cada una de los elementos del sistema explicados en las otras secciones. Queda claro que para el funcionamiento del sistema debe haber comunicación de los sus elementos.

CAMMESA dispone de una comunicación bidireccional con los Transportistas, los Generadores y los Distribuidores. De esta manera lleva adelante un control del flujo de energía en la red para poder realizar el despacho y la administración económica. Para esta comunicación utiliza dispositivos de telemedición que informan sobre los flujos.

Los Distribuidores, por su parte, disponen de sistemas de comunicación parciales que no permiten que tanto los usuarios como la empresa distribuidora reciban la información de su consumo eléctrico en tiempo real. Los usuarios reciben esta información mediante facturas y las empresas mediante mediciones locales en los puntos de consumo.

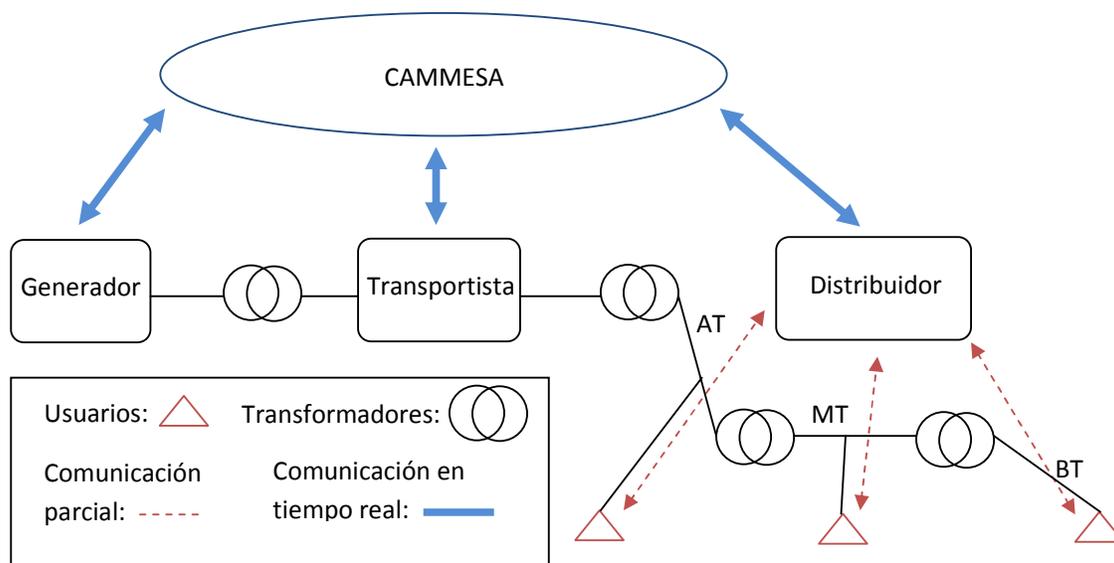


Figura II-2. Esquema de comunicación y funcionalidad del sistema. Fuente: CAMMESA.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

II - 9. Problemas

Con las anteriores secciones queda claro el funcionamiento del sistema eléctrico actual y como es el comportamiento y estructura de los principales actores del mismo. Entendiendo el estado actual del sistema queda claro que existen varios problemas a tratar. A continuación se enunciarán los principales a los cuales se intentará resolver, en mayor o menor medida, mediante la implementación de generación distribuida en clientes residenciales.

II - 9.1. Alto Gasto Público

Con la situación definida al final de la sección referida a precios se ve la situación delicada en que esta el sistema eléctrico. El estado nacional se ve obligado a invertir en generación y realizar contratos para saldar las deudas existentes con los generadores. A su vez el estado debe cubrir el subsidio para los usuarios domiciliarios. Esta situación hace que el estado nacional tenga grandes gastos para mantener al sistema en funcionamiento y a su vez que la inversión en generación sea cada vez menos atractiva. Para hacer frente a esta situación se tomaron una serie de medidas por parte del estado como son la creación del Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM) para tratar el tema de la deuda con los generadores y instalar nueva capacidad generadora, y el plan “Energía Plus” para incentivar las inversiones en energía. Esta segunda se comentara con mayor profundidad al evaluar el problema de la falta de inversión en generación y la proyección de la demanda. Con respecto a la primera medida consistió en consolidar la deuda con los generadores y tomar la misma como parte de la inversión para dos centrales generadoras. Con el funcionamiento de estas centrales se intentó revertir el endeudamiento con los generadores, haciéndolos partícipes de los resultados obtenidos. De esta manera el estado tiene un considerable gasto público que garantiza la operabilidad del sistema pero sería interesante la evaluación de nuevas alternativas. Si parte de este gasto fuera canalizado de forma más estratégica quizá el sistema podría tornarse en uno más sustentable y eficiente.

II - 9.2. Oferta y demanda de energía: Necesidad de nueva generación

Vimos al proyectar la demanda el crecimiento que se pronostica para los próximos años. Para el año 2015 según la regresión lineal realizada la demanda total¹⁴ será de 139.390 GWh, un 25% más que la actual. A su vez el pico de demanda se proyectó por regresión y se obtuvo que para el 2015 sería de 23.797 MW, un 22% mayor al actual. Con este

¹⁴ Se considera como demanda total a la proveniente de los agentes del MEM, la exportación, el bombeo y las pérdidas.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

escenario se debe analizar la oferta y determinar la necesidad de instalar nueva capacidad de generación.

Como se comentó antes la capacidad instalada se ve afectada por la potencia indisponible y otras cuestiones. Para determinar la capacidad a instalar para hacer frente a la demanda se calculó un ratio entre la demanda total y la capacidad instalada. Para lograr que el sistema mantenga el funcionamiento dicho ratio debe ser el mismo que para aquellos años en los que la generación abastecía a la demanda sin restricciones de esta última. A partir del año 2003 esto sucede y el ratio promedio de estos años es de 4,1 que si bien es mayor al de años anteriores se trata de un valor representativo de los últimos en los cuales no hubo restricciones en la demanda. Para alcanzar este ratio en el 2015 se deberá estar instalando 1.159 MW/año desde el año 2010 en adelante, habiendo para el 2015 un 26% más de capacidad instalada. Para dar una idea de las dimensiones de lo que representan 1.000 MW, esta es la capacidad de la central hidroeléctrica de Alicura (Río Negro), una central con 4 turbinas de generación con potencia nominal unitaria de 280 MW y con una presa de 850 metros de largo. Queda claro que existe una necesidad clara de aumentar la potencia instalada de generación y que el aumento a realizar es importante.

La necesidad de mayor capacidad es clara, veamos cuán atractivo es el sector energético para los inversores. Actualmente la situación ha cambiado del panorama que se tenía en los años 90 y el escenario energético no resulta prometedor. La devaluación de peso argentino sumado al aumento de la eficiencia produjo una reducción importante en las tarifas de generación y con esto que la inversión en energía perdiera su atractivo. Posteriormente esta situación se agravó debido a la escasez de gas natural para generación, entonces las centrales debieron cambiar su consumo de combustible gaseoso (Gas Natural) por uno de combustibles líquidos. Estos combustibles tienen precios mayores y la operación de las centrales resulta más costosa debido a que las mismas son diseñadas para trabajar con combustible gaseoso y al hacerlo con líquido se ven obligadas a incurrir en mayores gastos de mantenimiento. Esto hace que aumente el costo marginal de generación y así el precio del mercado spot según las reglas de mercado definidas originalmente. A todo esto se le suma lo comentado en la sección de precios, donde se comenta que las tarifas para dicho mercado fueron congeladas con un tope máximo de 120\$/MWh, generando que la inversión en generación no sea nada atractiva para nuevos inversores. Esta situación intentó ser revertida por el gobierno nacional mediante el programa de Energía Plus debido a que la demanda ha continuado su crecimiento y se necesita aumentar la oferta de energía, sin embargo los mismos no han tenido resultados del todo apreciables.

El programa “Energía Plus” consiste en que toda la nueva oferta de generación habilitada con posterioridad a septiembre de 2006, siempre y cuando cuenten con combustible propio, puede abastecer la demanda excedente, tomando como base la del año 2005, de los Grandes Usuarios del MEM con consumos mayores a 300 KW. Estos contratos de abastecimiento Plus se negocian de manera bilateral entre el Generador y el Gran Usuario, sus precios están asociados a los costos de generación más un margen de

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

rentabilidad que resulta bastante más que los 120 \$/Mwh máximos que puede percibir un generador que no es nueva generación. La Secretaría de Energía define en todos los contratos Plus el margen de utilidad de los generadores, quedando sujeta a la voluntad del Ministro de Planificación Federal la aprobación de los contratos. La tardanza de las aprobaciones hace que sea dificultoso concretar los proyectos ya que dicha tardanza incide en la rentabilidad de los mismos a retrasar el inicio de actividades. Es debido a estas cuestiones que el programa no tenga buenos resultados y la oferta en generación aún no ha repuntado.

En resumen es necesaria nueva generación y programas que la incentiven para garantizar un futuro energético sin restricciones en la demanda y que permita el crecimiento nacional.

II - 9.3. La generación térmica por sobre las otras tecnologías

Como se comentó antes a fines del 2009 en Argentina más del 50% de la generación es térmica y lo mismo sucede con la capacidad instalada. Esto trae grandes problemas para el sistema energético de un país. A continuación se comentan los principales problemas que acarrea el hecho de mantener tal estructura energética.

II - 9.3.1. Necesidad de seguridad de abastecimiento y mayor resiliencia

La dependencia de un solo insumo nunca es recomendable. Si todo un sistema depende de un insumo en particular se pierde en gran medida la capacidad de negociar y hace que todo el sistema se vea influenciado en mayoritariamente por lo que ocurra con este insumo. Se suele usar el término resiliencia para definir a un sistema que mantiene un comportamiento estable sin ser influenciado mayoritariamente por el comportamiento específico de alguno de sus componentes. En el caso de la generación eléctrica el problema de la falta de resiliencia se ve representado en la dependencia en los combustibles fósiles. Estos combustibles se tratan de recursos no renovables, cuya disponibilidad cada vez es menor y cuyo precio será cada vez mayor. Esto ha sido identificado en países más desarrollados y han dedicado parte de su presupuesto en revertir esta dependencia, el caso de Argentina por el momento es diferente.

Argentina tiene más del 50% de su generación con tecnologías que utilizan como insumo combustibles fósiles. Durante las últimas décadas Argentina se ha auto abastecido de combustibles fósiles sin mayores inconvenientes. Sin embargo en los últimos años debido al crecimiento post crisis del año 2002 la capacidad de abastecimiento ha quedado en déficit. El combustible fósil más utilizado para generación es el gas natural (GN) como fue comentado anteriormente con un 76% de participación en equivalente gas. La demanda tanto para generación como en consumo de este combustible local ha aumentado de forma inusitada, en el periodo 2002 – 2008

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

la demanda interna de gas creció un 38%¹⁵. En la Tabla II-5 se ve la evolución de la demanda. A su vez la demanda de gas natural tiene una clara estacionalidad siendo en los meses de invierno el pico de la misma mayoritariamente a nivel residencial. Debido al aumento tan marcado el gobierno ha debido recurrir a importar gas a un precio mayor al que era comercializado dentro del territorio y a su vez aún así parte de la generación eléctrica debió realizarse usando combustibles líquidos en lugar de gas natural. Estos hechos ya dan una idea de la falta de abastecimiento. A esto se le suma el hecho de una clara disminución de las reservas, que para el año 2008 con el nivel de producción de aquel momento se obtuvo un horizonte de reservas de gas por 7,8 años más. El tema de la falta de gas es preocupante pero a lo que respecta a este trabajo lo relevante es identificar el claro riesgo de abastecimiento futuro y el aumento del costo de generación debido a la importación del gas.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Residencial y Comercial	8.368	8.755	8.866	9.461	9.726	11.321	10.788
Industrial	9.797	10.683	11.221	11.305	12.528	12.176	12.426
Centrales Eléctricas	7.784	8.751	10.344	10.714	11.382	12.176	12.736
GNC	2.040	2.640	3.045	3.168	3.043	2.858	2.728
TOTAL	27.990	30.828	33.476	34.649	36.678	38.531	38.679

Tabla II-5. Evolución demanda del GN. Fuente IAE General Mosconi.

Esto último puede resumirse en un análisis de los precios del gas. En los Gráficos II-8¹⁶ se ve el precio de gas cobrado como precio en boca de pozo¹⁷ para los diferentes consumidores. El valor para julio de 2010 para generación era aproximadamente 2,6 US\$/MMBTU¹⁸. Por otro lado se tiene que la importación de gas para hacer frente a la demanda. La importación es realizada con gas natural desde Bolivia y de gas natural licuado (GNL) mediante un buque recalificador desde Bahía Blanca. En el Gráfico II-9 se ve el precio de cada una de dichas importaciones, que para 2010 eran ambas al mismo precio de aproximadamente 7 US\$/MMBTU. El precio para el GNL es sin considerar la regasificación, la cual implica 2 US\$/MMBTU adicionales. Es clara la diferencia de precios y esta diferencia recae casi directamente sobre el estado ya que únicamente una pequeña parte de la demanda paga por el recargo de esta maniobra. En

¹⁵Fuente: Ing. GERARDO RABINOVICH (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi); Presentación: "PRODUCCION Y ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL EN LOS PROXIMOS AÑOS".

¹⁶Fuente: UIA (Unión Industrial Argentina); "Evolución de la demanda industrial y del precio del gas natural en boca de pozo (actualizado a Agosto de 2010)"; 01/10/2010.

¹⁷ Se denomina Precio del Gas en Boca de Pozo (PGBP) al valor que acordaron el Productor y el Comprador del gas en el Punto de Inyección al Sistema de Transporte (PIST). El grafico muestra la evolución del PGBP, siendo este valor el promedio (teniendo en cuenta las principales cuencas productivas), que se paga en el PIST y su unidad de medida es US\$/MBTU. Al PGBP se le debe sumar el costo del Transporte (gasoductos Troncales) y el de la Distribución para llegar al costo del usuario final antes de impuestos.

¹⁸ MMBTU: Millones de British Thermal Units

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

el caso del sistema eléctrico, CAMMESA y ENARSA son quienes distribuyen el gas importado entre los generados y son los que absorben las diferencias de precio.

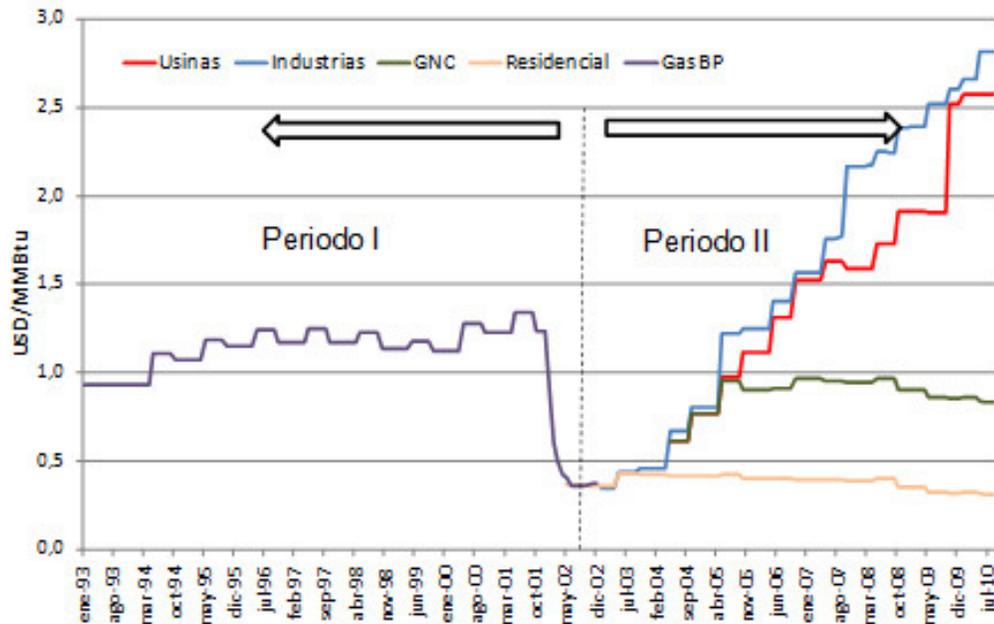


Gráfico II-8. Precio del GN en boca de pozo por categoría. Fuente: UIA

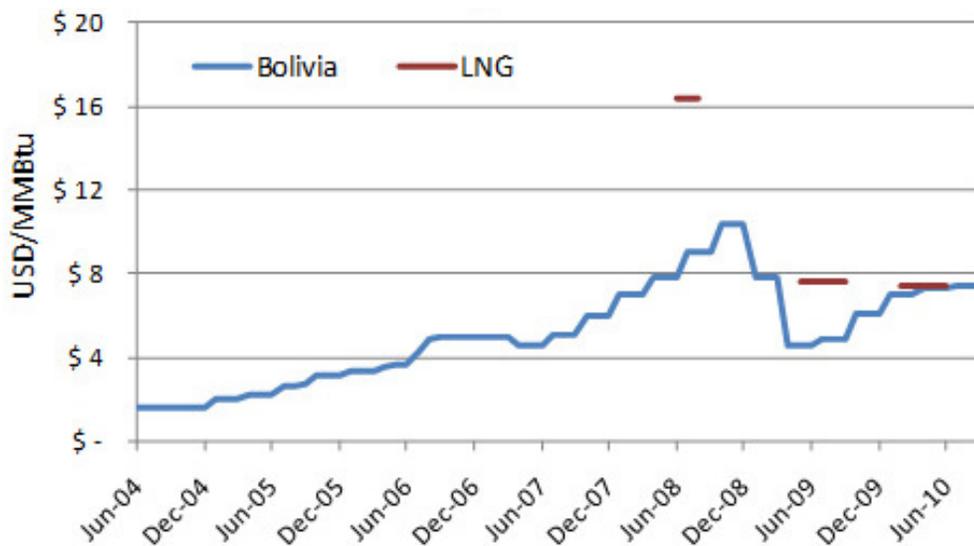


Gráfico II-9. Precio de importación del GN. Fuente: UIA

Sumado a esto durante el invierno el gas natural tiene un pico de demanda a nivel residencial. Por política este suministro no puede ser alterado, por lo tanto para la generación eléctrica se utilizan combustibles líquidos. Estos son más costosos que el GN y a su vez implican mayores costos de mantenimiento para las unidades generadoras. Esto repercute en los costos de generación y también debería hacerlo en el

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

precio de la energía. Sin embargo el precio se calcula suponiendo gas ilimitado, entonces todo lo referido a costos por la utilización de otros combustibles entra dentro de la SCTD. Esta subcuenta pertenece al Fondo de estabilización y es una deuda que CAMMESA tiene y continúa en aumento. De esta manera la deuda que el estado tiene acumula no es solo lo referido a la importación de gas sino también a la utilización de combustibles líquidos por parte de los generadores.

En resumen la dependencia con los hidrocarburos perjudica al sistema por donde se analice. En el caso de la Argentina en particular porque los aumentos de los combustibles simbolizan una mayor deuda del estado o mayores gastos. Por otro lado, en el caso de que el sistema este habilitado de trasladar los mayores costos a los usuarios, se estaría afectando demasiado al precio de la energía por la modificación de una única variable, que es el precio de los combustibles. Por todo esto es necesario diversificar la generación y a su vez intentar que la utilización del gas sea más eficiente en el caso de querer mantener el abastecimiento a bajo precio.

II - 9.3.2. Necesidad de reducir emisiones

El efecto invernadero es el fenómeno por el cual determinados gases, que son componentes de la atmósfera planetaria, retienen parte de la energía que el suelo emite por haber sido calentado por la radiación solar. El dióxido de carbono y el metano son parte de los GHG. Debido a la actividad humana estos gases se han acumulado a un nivel mayor al que lo han hecho históricamente y esto está provocando grandes consecuencias climáticas en todo el planeta.

En el Gráfico II-10 se ve la evolución del factor de emisión de CO₂/MWh generado. Vemos que en los últimos años el factor ha ido en aumento teniendo un aumento del 65% en el período 2002-2008. Argentina debe revertir tal situación y generar energía de forma más limpia tal como los países desarrollados lo hacen. Se debe tomar conciencia de las consecuencias y que en el caso de Argentina no solo se da el aumento del factor de emisión sino que también el de generación por año, por lo tanto se da un aumento muy significativo de las emisiones de CO₂ al año.

Además de esto Argentina ratificó su aprobación del protocolo de Kyoto por la ley 25438. Este protocolo plantea reducir las emisiones de los principales gases que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) y otros tres industriales, en un porcentaje aproximado de al menos un 5% dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990. Es preciso señalar que esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5% como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kyoto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir.

En resumen uno de los problemas que enfrenta el sistema Argentino de electricidad es su alto factor de emisión por MWh debido a la utilización de tecnologías térmicas en la generación. Para evaluar la reducción proveniente de la emisión al realizar nuevos

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

proyectos se puede utilizar un factor de emisión calculado y publicado por la Secretaría de Energía.

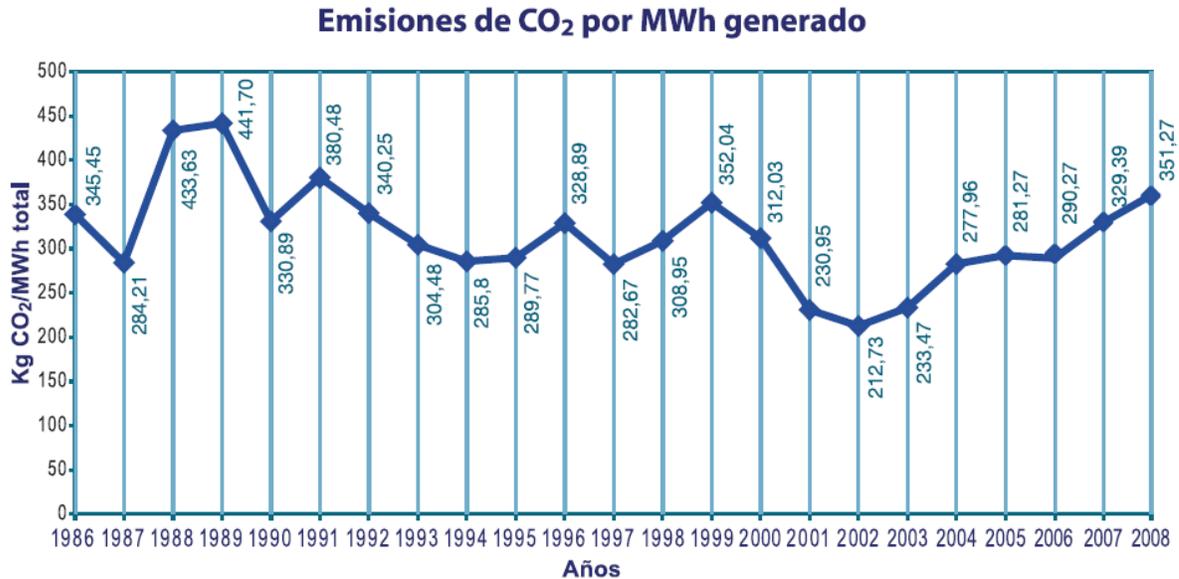


Gráfico II-10. Emisiones de CO₂ por MWh. Fuente: Secretaría de Medio Ambiente.

II - 9.4. Necesidad de igualdad en el acceso a la energía

Como se comentó en la sección referida al transporte, la red eléctrica argentina tiene una extensión radial dejando gran parte del territorio descubierto conforme se aleja de la región de GBA. De esta manera existe un desafío territorial que significa lograr una mejor distribución y accesibilidad de la energía en todo el país. Esto, en términos de desarrollo, implica no cumplir con los preceptos constitucionales de igualdad de oportunidades en las diversas regiones del país. Es así que existe un importante déficit de suministro eléctrico en las zonas rurales, en las cuales aproximadamente el 30% del total de su población (alrededor del 4% del total nacional) no cuenta con el servicio¹⁹. Por otro lado un mayor acceso a la electricidad permitirá el desarrollo de regiones menos pobladas y mejorar la distribución poblacional del país.

En resumen otro problema del sistema eléctrico actual es la falta de alcance en forma distribuida manteniendo la calidad del abastecimiento en toda la superficie del territorio.

¹⁹ Fuente: Poder Ejecutivo Nacional; Plan Estratégico Territorial (Avance 2008).

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

III. Generación Distribuida

III - 1. Introducción

En el capítulo anterior se presentaron las principales características que presenta el sistema eléctrico nacional. Las necesidades del mismo se podrían resumir en:

- Gasto público: es muy elevado y las deudas continúan en aumento.
- Nueva generación: se requiere mayor capacidad para cubrir la demanda futura.
- Alto porcentaje de generación térmica
 - Riesgo de abastecimiento y baja resiliencia del sistema.
 - Emisiones de CO₂.
- Acceso a la energía igualitaria en todo el territorio.

Estas necesidades pueden ser abordadas mediante distintas estrategias. Lo tradicional resultaría en optar por la instalación de plantas de gran escala de alguna tecnología renovable, y de esta manera lograr satisfacer en alguna medida la mayoría de los problemas planteados. Sin embargo en este trabajo se intenta determinar si las necesidades citadas pueden ser resueltas mediante la aplicación del concepto de generación distribuida. Este concepto no es nuevo, pero en los últimos años ha reflatado y ha logrado una gran aceptación en varios países desarrollados, como lo son EEUU, España, Alemania, Dinamarca entre otros varios de la Unión Europea. En este capítulo se presentará la generación distribuida actual con sus características y tecnologías. También se evaluará la aplicación que se le está dando a nivel mundial y hacia donde tiende el sistema eléctrico en el futuro al involucrar este tipo de generación.

III - 2. ¿Qué es la generación distribuida?

La generación distribuida, definida de forma básica por ahora como la generación de energía mediante instalaciones más pequeñas que las grandes centrales convencionales y situada próxima a la carga, no es un concepto nuevo en el mundo de la electricidad. En un principio la electricidad era abastecida únicamente a aquellos consumidores cercanos al centro de generación debido a que las redes eran de corriente continua y el transporte de energía por largas distancias se hacía inviable por los bajos rendimientos. A su vez en este tiempo se solía utilizar baterías para lograr equilibrar la oferta y la demanda, las cuales se conectaban directamente a la red de corriente continua. Luego, con el desarrollo de la corriente alterna se logró lograr mayores distancias de transporte mediante la utilización de transformadores y por economías de escala la generación eléctrica aumento su capacidad. Con este escenario se desarrolló el sistema eléctrico tal como lo conocemos actualmente en el cual la generación se realiza en grandes plantas

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

que para garantizar el mejor acceso a los recursos de energía primarios son localizadas a distancias considerables de los centros de carga pero, por la gran eficiencia de los transformadores actuales, las pérdidas en las que se incurre son casi despreciables a nivel transporte en alta tensión. El balance entre la oferta y la demanda se logra por la compensación de las variaciones de las múltiples cargas presentes y modelos de despacho, sobredimensionando el sistema, tal como se expuso en el capítulo anterior, por los picos de demanda. A su vez las fallas disminuyeron por compensación entre la gran variedad de generadores, garantizando una mayor seguridad de abastecimiento que con el sistema a corriente continua. Con este panorama parecía que todos los inconvenientes del sistema eléctrico estaban resueltos con las economías de escala de las grandes centrales generadoras, presentando las siguientes ventajas:

- Grandes unidades de generación que pueden funcionar eficientemente con relativamente poco personal y que aprovechan las economías de escala.
- Redes de transporte de alta tensión interconectada que permiten minimizar los generadores de reserva de potencia y utilizar los generadores más eficientes, optimizando el sistema.
- Redes de distribución diseñadas para abastecer las cargas de los usuarios.

Sin embargo, tanto en Argentina como en el resto del mundo, el modelo planteado parece presentar falencias. Con el paso del tiempo las exigencias de la red aumentaron, el consumo eléctrico cambió y lo mismo debe suceder con el sistema ya que estos cambios continúan acentuándose. Los principales problemas citados para Argentina se presentan en gran parte del resto mundo, y son los que motivan a los diferentes países en incursionar en nuevos desarrollos tecnológicos y en programas de implementación de nuevas tecnologías para hacer frente a las necesidades de la red. El nuevo concepto de generación distribuida surge a su vez como resultado de un contexto global, más allá de la Argentina, que se puede definir como:

- Liberalización de los mercados eléctricos: Con la liberalización del mercado eléctrico es necesario flexibilidad para adaptarse a un mercado cambiante y tener respuestas por parte de los oferentes frente a usuarios más exigentes. Si bien esta liberalización en Argentina es solo clara para el mercado generador y no hay un vínculo directo entre la demanda residencial y estos primeros, existe una tendencia mundial que tiende a esta estructura. De esta manera empresas y los diferentes actores del mercado eléctrico buscan nuevas alternativas de negocio.
- Cuestiones ambientales y el cambio climático: En el último tiempo se ha tomado conciencia de las consecuencias ambientales que conlleva el tipo de generación basada en combustibles fósiles y ha dado como resultado que muchos estados desarrollen estrictas políticas ambientales. De esta manera

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

surgen regulaciones ambientales que incentivan la búsqueda de nuevas posibilidades de generación.

Las nuevas necesidades y este contexto dan como resultado el nuevo concepto de generación distribuida como una posible respuesta. La generación distribuida como tal tiene varias definiciones. Una definición aceptada es la del IEEE²⁰: “Generación distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación a las grandes centrales de generación de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico”. También existe una definición realizada por la WADE²¹ en la cual se refiere a la misma como un sinónimo de energía descentralizada, entendiéndose esta como: “Producción de electricidad cerca o en el lugar de uso, independientemente del tamaño, la tecnología o el combustible utilizado (tanto conectado a la red como no). La energía descentralizada incluye cogeneración (sistemas CHP, comentados más adelante en este capítulo) de alta eficiencia, energía renovable en sitio y energía industrial reciclada”. Para esta tesis el concepto propuesto por Ackermann que define la generación distribuida como una fuente de generación de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución o del lado del consumidor²². De la manera en que es planteada la definición resulta muy abarcativa en una serie de aspectos. Los mismos son definidos a continuación para acotar el perímetro del trabajo:

- **Localización:** Este factor está vinculado al nivel de tensión al cual se conecte la unidad generadora, esto será diferente de conectarla a la red de distribución o a la red de transporte. En este caso el trabajo considerará la generación conectada a nivel de distribución, considerando que la energía pueda o no ser inyectada a la red. En este último caso sería generación para abastecer a la demanda propia de energía y se considera para ambos casos a unidades de generación conectada desde usuarios domiciliarios o generales (comerciales o industriales).
- **Capacidad de generación de las unidades:** La energía generada por una unidad de generación distribuida se mide en potencia activa neta (MW), también conocida como la capacidad agregada nodal del dispositivo generador. Esta

²⁰ Institute of Electrical and Electronic Engineers (Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos)

²¹ World Alliance for Decentralized Energy (Alianza Mundial para la Energía Descentralizada). Es un organismo fundado en 1997 en la UNFCCC (convención de las naciones unidas para dar marco al cambio climático) bajo el nombre de International Cogeneration Alliance (Alianza Internacional de la Cogeneración). Luego en 2002 cambio a WADE para incluir otros tipos de generación de energía descentralizada. Son miembros de esta alianza organismos, asociaciones y empresas de Canadá, Francia, EEUU, Australia, Holanda, Brasil y Reino Unido entre otros.

²² Thomas Ackermann, Goran Andersson, Lenar Söder; “Distributed generation: a definition”; 2001.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

medida es en función de la capacidad de la red a la cual se conecte, en este caso la red de distribución. Se analizará este aspecto al tratar la aplicación de la generación distribuida, entendiendo que la capacidad a instalar es función del consumo de cada usuario y de la tecnología a utilizar, ya que ciertas tecnologías deben ser sobredimensionadas debido a su operación intermitente. De esta manera, se toma como límite máximo los 20 MW entendiendo que a partir de este valor resulta imposible una conexión a través del sistema de distribución, y siendo conservador con lo planteado por el JRC²³.

- **Propósito:** Si bien se comento que se trataría de generación de energía no se hizo hincapié en si incluiría los servicios auxiliares que este tipo de generación puede proveer. Estos servicios se explicarán al tratar los beneficios de la generación distribuida y las unidades que los provean serán tenidas en cuenta en el trabajo también, además de las de generación de potencia activa.
- **Tecnología de generación:** Este trabajo tratará con todo el tipo de tecnologías disponibles que puedan considerarse aptas para instalar por parte de los usuarios definidos. Sin embargo al analizar casos de implementación se verán con mayor detalle las relacionadas a fuentes renovables. En el próximo capítulo se expondrán todas las tecnologías disponibles y se procederá a seleccionar las más acordes para implementar en Argentina.
- **Modo de operación:** Este aspecto es el vinculado a la forma en que será despachada esta generación. En este trabajo no se define una en particular y se considera generación distribuida sin diferenciar por este aspecto. Se analizara en el siguiente capítulo cuestiones relacionadas al despacho y la implementación.
- **Área de provisión:** Es el área de la red a la cual se abastece mediante las unidades de generación distribuida. Resulta complicado categorizar a la generación distribuida bajo este aspecto ya que se deben llevar a cabo análisis de flujo de potencia para interpretar a que área se está aprovisionando. Por lo comentado antes es claro que se debe consumir cerca del punto de generación, sin embargo en caso de baja demanda la energía generada puede exportarse al sistema de transporte. Por estas razones es que el área de provisión debe ser considerada caso por caso y no se puede diferenciar una en particular para este trabajo. Cuestiones relacionadas a flujos de potencia serán desarrolladas en el próximo capítulo.
- **Impacto ambiental:** Por lo comentado al definir las tecnologías a considerar, en este trabajo se considerarán todas las tecnologías con sus respectivos impactos sin diferenciar algún rango en particular. Sin embargo será un factor a tener en cuenta para la implementación.

²³ JRC (European Commission Joint Research Center). Fulli Gianluca, L'Abbate Angelo, Peteves Estathios, Starr Fred; "Distributed Power Generation in Europe: Technical Issues for Further Integration"; 2008. <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/111111111/6099>

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

- Propiedad: Se refiere al propietario de la unidad generadora. No se define un propietario en particular para lo considerado como generación distribuida en este trabajo, y este aspecto será evaluado al analizar la implementación.

Teniendo en cuenta todos estos aspectos queda definido lo que es considerado como generación distribuida para este trabajo.

III - 3. Beneficios de la generación distribuida

La GD puede ser la respuesta a las necesidades del sistema argentino, pero para llegar a esta conclusión debemos llegar al final de este trabajo. Por lo pronto a continuación se comentan los beneficios potenciales que trae aparejada la implementación de la GD.

III - 3.1. Eficiencia

La aplicación de la GD genera eficiencias en la utilización de la energía principalmente por dos conceptos. El primero es mediante la utilización de unidades de generación que combinan la producción de energía eléctrica con la de calor, también llamadas unidades de cogeneración o por sus siglas en inglés CHP (combined heat and power). El segundo relacionado a acercar la fuente de generación al punto de consumo.

III - 3.1.1. CHP

Si bien puede ser considerada un tipo de tecnología de GD, los sistemas de CHP pueden utilizar diferentes tipos de tecnologías y en este trabajo se los considera un sistema de generación que puede implementarse al aplicar GD. El sistema, también conocido como sistema de cogeneración, plantea una utilización más eficiente de la energía, generando electricidad y a su vez utilizando el calor residual de la generación. Para generar electricidad se utilizan procesos de combustión en los cuales del total de la energía utilizada en la generación se puede convertir en electricidad aproximadamente un 30% o 40%, dependiendo de la tecnología. De esta manera existe una gran ineficiencia al producir electricidad a menos que parte de la energía restante sea reutilizada para otro fin. Es así que la energía restante es reutilizada para abastecer la demanda de calor de los consumidores. Este calor puede ser utilizado tanto para procesos industriales como para calefacción. En la Figura III-1 se ve la conceptualización del sistema mediante un ejemplo.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

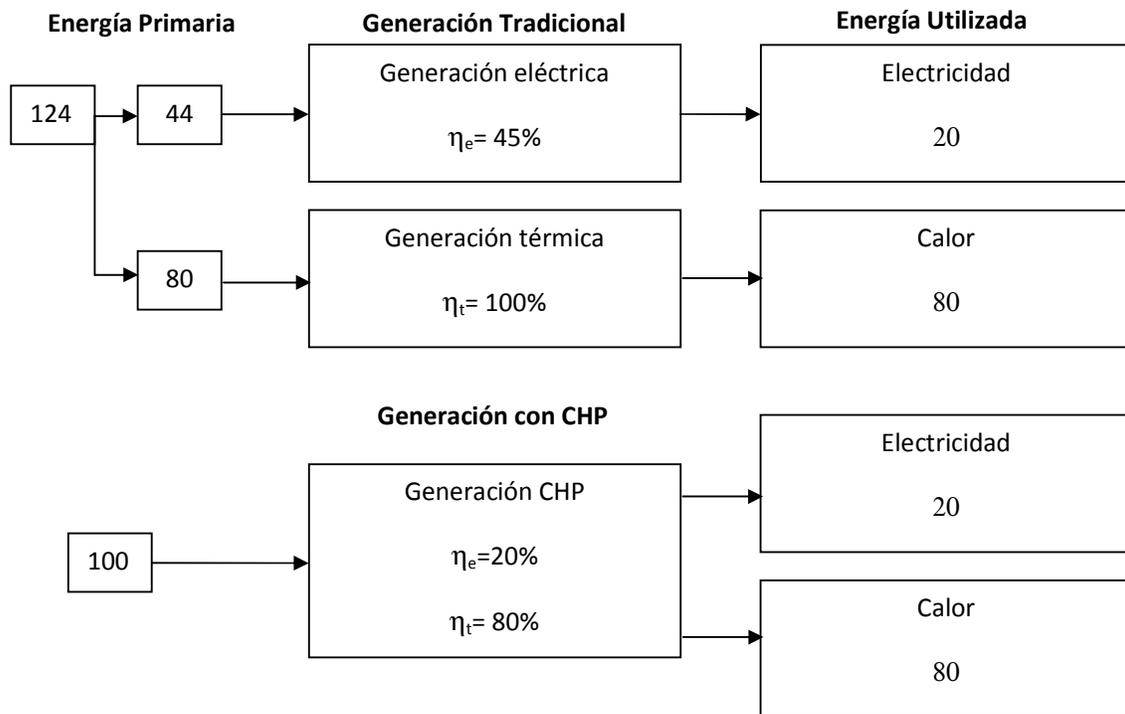


Figura III-1. Esquema de funcionamiento del sistema CHP.

Siendo η_e y η_t las eficiencias eléctricas y térmicas respectivamente para los distintos sistemas de generación. En el sistema de generación tradicional se consideran eficiencias respectivas a una central de generación térmica estándar y una caldera, y para la generación con CHP unas eficiencias conceptuales de una unidad con dicho sistema. Mediante el ejemplo citado queda claro el ahorro que le significa al sistema en cuanto a la utilización de energía primaria, que en el caso más tradicional se trataría de gas natural. Si bien las eficiencias utilizadas pueden variar se supuso una mayor eficiencia de la generación eléctrica en las grandes centrales por economías de escala y ciclos combinados que en las unidades de CHP y lo mismo con los equipos de generación térmica. De todas maneras el ahorro representa aproximadamente un 20% de la energía primaria. De esta manera existe una mayor eficiencia de la utilización de la energía. En las grandes centrales de generación si bien existen mejoras mediante las cuales se trata de reutilizar el calor residual, como son los ciclos combinados o centrales con recalentador, no se llega a las eficiencias planteadas en el modelo con el sistema CHP. Por otro lado de utilizar el calor residual como calefacción o para un proceso industrial, las pérdidas incurridas al transportar la energía calórica residual desde las grandes centrales generadoras a los puntos de consumo resultan en sistemas de baja eficiencia comparados con las eficiencias obtenidas al tener la generación cercana al punto de consumo. Se desarrollará en mayor medida el funcionamiento de estos sistemas al evaluar su implementación en el próximo capítulo, dejando en claro en esta etapa la mayor eficiencia alcanzable.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

III - 3.1.2. Pérdidas de las líneas

Al encontrarse cerca del punto de consumo se reducen las pérdidas que se generan al transportar la energía. Estas pérdidas se encuentran tanto en los sistemas de distribución como en los de transporte, si bien las ocurridas en las líneas de transporte son casi despreciables debido a que se tratan de líneas de alta tensión. A nivel mundial las pérdidas del sistema de distribución para el año 2008 son aproximadamente un 9% de la energía generada²⁴, incluyendo tanto pérdidas técnicas como no a nivel distribución y transporte. Este 9% a nivel mundial equivale aproximadamente a la generación de Alemania, Francia y el Reino Unido, que no está siendo utilizada. En el caso de Argentina, considerando únicamente las técnicas que son las que son evitables mediante la GD, las pérdidas a nivel distribución promedio para el país son del orden del 6%²⁵ y a nivel transporte del 4%²⁶, dando como resultado un 10% considerando ambas. Esto quiere decir que por cada unidad de energía generada por las unidades distribuidas se estará ahorrando un 10%, en el caso de Argentina. El ahorro total será función de la penetración de la GD y serán evaluadas en los siguientes capítulos al analizar la implementación.

III - 3.2. Servicios Auxiliares

Mediante la implementación de GD puede lograrse no solo el abastecimiento de energía eléctrica, o eléctrica y térmica en caso de los sistemas CHP, sino que también la provisión de servicios auxiliares para el sistema eléctrico. No todas las tecnologías pueden proveer este tipo de servicio, sin embargo la instalación de electrónica de potencia y los sistemas de control junto con las unidades de GD pueden mejorar el funcionamiento del sistema. Estos servicios incluyen:

- Control de la frecuencia.
- Control de la tensión.
- Capacidad de seguimiento de una carga en particular. Se le puede asignar a la GD que siga el comportamiento de una determinada demanda (carga) y que adapte su generación a la misma.
- Capacidad de cubrir carga en caso de un crecimiento repentino de la demanda.

²⁴ Fuente: EIA (U.S. Energy Information Administration); <http://tonto.eia.doe.gov>.

²⁵ Fuente: Guillermo Arslanian, "Desarrollo de una red eléctrica inteligente en Argentina", 2010 (Tesis de Ingeniería Industrial, ITBA).

²⁶ Fuente: CAMMESA; Informe anual 2009.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

- Capacidad de permanecer conectado antes, durante y después de una falla del sistema, abasteciéndolo cuando más es necesario.
- Capacidad de abastecer de forma aislada al sistema en caso de una falla para luego resincronizarse con el mismo cuando el sistema vuelva a estar en condiciones, contribuyendo a esta restauración. Esto está íntimamente relacionado al concepto de “Islanding” que se comentará al evaluar la implementación.

Estos servicios, además de considerarse beneficios, serán necesarios para una integración completa de la GD. Se desarrollará acerca de esto al evaluar los requerimientos para la implementación.

III - 3.3. Ambientales

La aplicación de GD puede generar menos emisiones de CO₂ y otros gases causantes del efecto invernadero que la generación tradicional por dos razones. La primera se desprende de la mayor eficiencia, mediante la cual se necesitaría menor energía primaria para abastecer la misma cantidad de energía final. De esta manera habría menos emisiones por una utilización más eficiente de los combustibles fósiles. La segunda razón, por otro lado, se debe a que la implementación de GD tiene la potencialidad de instalar unidades generadoras que utilizan recursos renovables. Este es uno de los principales beneficios que tiene la GD, que permite aprovechar los recursos renovables que se encuentran localizados en forma dispersa. De esta manera se dejan de lado unidades generadoras que utilizan combustibles fósiles que producen gases nocivos para el ambiente reemplazándolas por tecnologías limpias.

Según un estudio llevado adelante por WADE las reducciones de emisiones con respecto a la generación centralizada alcanzables mediante la implementación de GD pueden ir desde un -22% para el caso de Brasil, por tener generación centralizada basada aproximadamente un 72% en generación hidráulica, hasta un 56% para China. Como se ve depende plenamente en sistema energético de cada país y en este trabajo se evaluará el caso de Argentina.

III - 3.4. Localización

Los beneficios en cuanto a la localización están relacionados con la diferencia en la superficie utilizada por la GD y la generación centralizada²⁷, siendo la de la primera menor a la de la segunda. Desde esta perspectiva existen tres principales razones por las que el grado de ocupación para la GD es menor que para la tradicional. La primera esta relacionada a las actividades necesarias para abastecer de combustibles fósiles a la GC

²⁷ Generación Centralizada: GC.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

tradicional, considerando dentro de estas la exploración y producción de petróleo y de gas. Esto se debe a que, como se comento antes, la GD hace un uso más eficiente de los combustibles lo cual permite retrasar este tipo de actividades. A su vez la GD permite que las líneas de distribución y de transporte reduzcan su utilización por acercar la generación al punto de consumo, de esta manera permite posponer obras relacionadas a ampliaciones de estos sistemas. Finalmente los equipos de GD pueden ser ubicados dentro de los hogares o en los techos de los mismos, no requiriendo lugar adicional al ya ocupado por los inmuebles a los cuales abastecen de energía. En resumen la menor utilización de superficie se puede ver plasmada en la Tabla III-1.

	Tecnología	Superficie requerida [m² / Kw]
GD	Celdas fotovoltaicas integradas	0,00
GD	Sistema CHP residencial	0,01
GD	Sistema CHP comercial	0,05
GD	Sistema CHP industrial	0,03
GC	Carbón	6,21
GC	Gas Natural	0,99
GC	Nuclear	3,78

Tabla III-1. Superficie requerida por unidad de generación. Fuente: Spitzley and Keolian (2004).

III - 3.5. Resiliencia

Como se menciono antes la resiliencia es aquella capacidad propia de un sistema que le permite absorber variaciones de sus componentes sin ver afectado su estado. En el caso de la energía eléctrica el aproximadamente 68% de toda la generación mundial en el año 2008 provenía de combustibles fósiles²⁸. Esto hace que muchas veces la generación de un país, y como tal el abastecimiento de energía eléctrica del mismo, este condicionado por la disponibilidad de estos combustibles y por su precio. Como se comento en el capítulo anterior en la Argentina se da este comportamiento. Uno de los beneficios potenciales de implementar la GD es la posibilidad de utilizar menos combustibles y de esta manera aumentar la resiliencia del sistema. La reducción de la utilización se logra por la mayor eficiencia y la utilización de otro tipo de energía primaria como son los recursos renovables.

III - 3.6. Seguridad

La descentralización de la generación de electricidad permite que el sistema sea menos vulnerable, asegurando una mayor seguridad de abastecimiento. Un sistema

²⁸ International Energy Agency (IEA); Key World Energy Statistics 2010; 2010.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

centralizado esta en potencial riesgo a ser afectado por ataques terroristas o catástrofes naturales, en cambio al descentralizar la generación se disminuye el riesgo de que el sistema sea dañado. Si bien no siempre es tenido en cuenta, este beneficio debe ser valorado debido a la importancia que representa la electricidad para el funcionamiento de un estado. Según un estudio realizado por el CEIDS²⁹, para aquellos negocios de Estados Unidos que representan aproximadamente el 40% del PBI, la pérdida promedio por negocio por hora de falta de suministro eléctrico es de aproximadamente 8.000 US\$. Por otro lado el corte de suministro de cuatro días ocurrido en el 2003 en Estados Unidos y Canadá, debido a entre otras cosas a la de un árbol que afecto las líneas de transmisión, provocó que uno de cada siete estadounidenses y uno de cada tres canadienses quedaran sin electricidad, acumulando una pérdida financiera aproximada en 6 millones de US\$. De esta manera resulta relevante la seguridad de abastecimiento y la autosuficiencia en términos de energía eléctrica.

III - 3.7. Acceso

Otro beneficio potencial de la GD es la posibilidad de instalar unidades de generación en áreas rurales o lugares donde la red no tiene acceso. De esta manera se garantiza el abastecimiento de electricidad en lugares donde por medio de GC implicaría mayores inversiones debido a la necesidad de expandir la red o de desarrollar una planta de gran escala en un área donde no se requiere demasiada capacidad de generación.

III - 4. Generación distribuida en el mundo

Como se comento antes, la GD ha ido aumentando su penetración en los últimos años debido principalmente a la liberalización de los mercados eléctricos y a la mayor concientización acerca de los problemas ambientales. En el Gráfico III-1 se puede observar la evolución de la participación que las unidades de generación distribuida tienen dentro de toda la generación de energía adicional para cada año, desde el año 2002 al 2005³⁰. Aumentando en dicho periodo de 13% a 24,5%, casi duplicando el porcentaje en solo 4 años. Esto da una idea de la tendencia a nivel mundial que se ve con mayor presencia en algunos países de Europa y Norte América. A continuación se citan casos donde la generación distribuida ha logrado insertarse en la generación eléctrica o eléctrica y térmica de un territorio. Si bien no se tiene un seguimiento riguroso de la generación distribuida y su evolución en cada país, se analizan políticas energéticas planteadas por los diferentes países que requieren de la generación distribuida y sumándose a esto el caso de determinadas ciudades.

²⁹ Consortium for Electric Infrastructure to Support a Digital Society (una iniciativa del Electric Power Research Institute); "The cost of power disturbances to Industrial & Digital Economy companies"; 2001.

³⁰ WADE; "World Survey of Decentralized Energy"; 2006.

Penetración de la GD

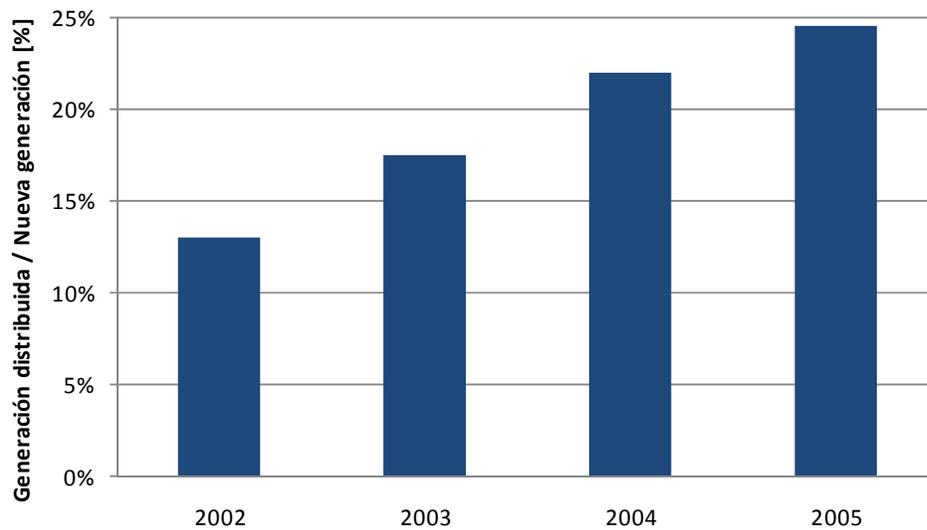


Gráfico III-1. Penetración de la GD. Fuente: WADE (2006).

III - 4.1. Dinamarca³¹

Actualmente Dinamarca es considerada uno de los países líderes en lo referido a energía renovable y ahorro de energía a nivel mundial. Este lugar fue alcanzado luego de la crisis de petróleo de 1970 mediante un proceso políticas energéticas certeras y priorizando el desarrollo energético del país en los diferentes gobiernos, que a su vez trajo consigo un desarrollo económico sostenido. En 1970 la generación de energía de Dinamarca dependía un 90% de combustibles fósiles importados, a partir de ese momento el país focalizo sus esfuerzos en diversificar su matriz de energía tendiendo a fuentes renovables y a aumentar su ahorro energético. Las principales políticas estaban enfocadas en la implementación de sistemas CHP (producción combinada de calor y electricidad), el desarrollo de nuevas tecnologías renovables e incentivos para su implementación mediante instrumentos económicos como los “impuestos verdes”. Esto acompañado por la producción de petróleo y gas en el Mar del Norte permitió que el país cambiara su situación de importador energético a ser más autosuficiente desde 1997.

Dinamarca es un país donde la temperatura promedio en verano es de 16 grados centígrados y en invierno de 0, por lo tanto la calefacción resulta aproximadamente un 83% del consumo anual de energía para el país. Debido a esto una de las estrategias de desarrollo implementadas en el país fue la “calefacción por distrito” (“district

³¹ Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2009”, 2009.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

heating”³²) y la generación de calefacción por unidades con sistemas CHP. Esto implicaba el desarrollo de una red de distribución para el calor generado por distrito o ciudad y la instalación de unidades de generación con sistemas CHP para abastecer de calor y electricidad a los consumidores de una forma sumamente eficiente. Actualmente un 77% de la calefacción que es distribuida por las redes proviene de unidades con sistemas CHP, de las cuales el 42% proviene de unidades pequeñas y de auto-productores³³ representando un 33% de toda la calefacción generada. Estas unidades por definición a su vez generan electricidad, representando un 18% de la generación de electricidad, es decir que puede considerarse que aproximadamente este porcentaje corresponde a de generación distribuida con unidades CHP. Es en gran parte debido a la eficiencia en cuanto a utilización de la energía por parte de los sistemas CHP que el consumo energético se ha podido mantener constante mientras que el desarrollo económico ha mantenido su tendencia positiva, estimando así un crecimiento del PBI del 1,8% anual desde el 2009 al 2025 y un aumento en el consumo energético del 0,4% anual en el mismo periodo.

Por otro lado es admirable el desarrollo de Dinamarca en lo relacionado a las tecnologías de energías renovables y su utilización. El 27% de la generación proviene de fuentes de energía renovables³⁴. La capacidad de turbinas eólicas instalada para 2009 era de 3.842 MW, de los cuales el 8% proviene de turbinas con capacidad menor a 500 KW que totalizan unas 1721 unidades. En el 2000 este porcentaje era del 20%, viéndose reducido por mayores proyecto de turbinas off-shore en los últimos años con mayores capacidades. Este 8% parece pequeño sin embargo se trata de uno de los principales países en cuanto a capacidad eólica, representando 314 MW en turbinas de menos de 500 KW cada una. Suponiendo a todas estas como GD, queda clara la gran penetración de la generación eólica como GD en este país.

Los beneficios de esta estructura energética, además de la ya comentada eficiencia en cuanto al consumo y la autosuficiencia energética, son una gran seguridad en cuanto al abastecimiento eléctrico, con una interrupción menor a los treinta minutos al año, y a su vez una reducción del grado de emisiones de CO₂ del 19,2% con respecto a 1990. Además el incentivo para el desarrollo tecnológico permitió que para el año 2008 Dinamarca se convirtiera en el líder mundial de producción de turbinas eólicas y que tenga un tercio del share del mercado mundial de turbinas eólicas, siendo las exportaciones de tecnología para generación de 51,2 miles de millones de pesos (64

³² Sistema de distribución que permite abastecer el calor generado a usuarios residenciales, comerciales e industriales.

³³ Productores de energía y calefacción cuya actividad primaria no es la transformación. Para este trabajo se los considera como generadores industriales y serán tenidos en cuenta como generación distribuida.

³⁴ Se consideran fuentes renovables: Energía solar, eólica, hídrica, de biodiesel, de bioetanol, de biogás y de biomasa (incluyendo a la paja, la madera y los desechos biodegradables).

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

miles de millones de DKK). El gasto total requerido para incentivar la generación ambientalmente amigable (eólica, de biomasa y pequeñas unidades de CHP) fue de 2,3 miles de millones de pesos (2,9 miles de millones de DKK). En la Figura III-2 y en la Figura III-3 se ve el cambio energético que tomo lugar en Dinamarca.

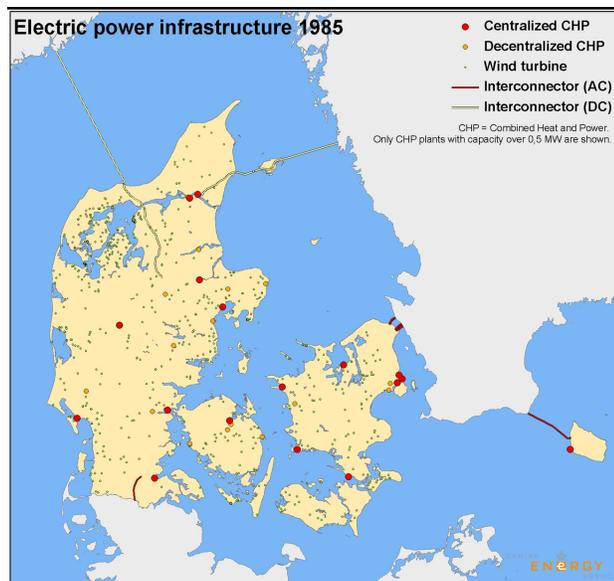


Figura III-2. Infraestructura eléctrica de Dinamarca en 1985.
Fuente: Danish Energy Agency (2009).

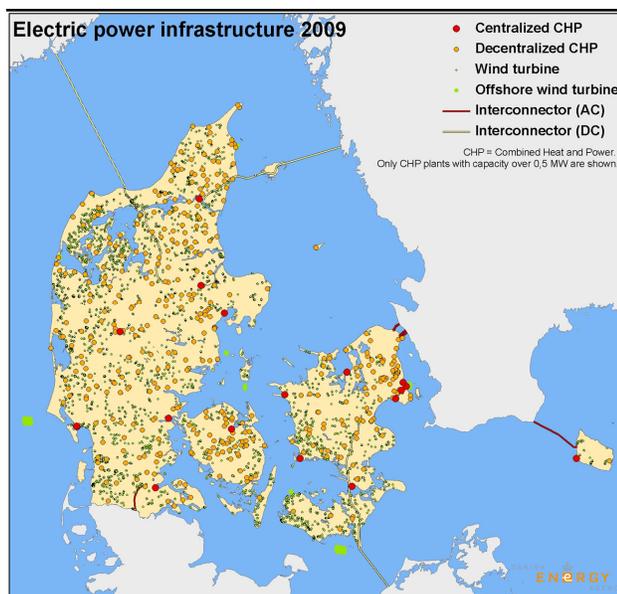


Figura III-3. Infraestructura eléctrica de Dinamarca en 2009.
Fuente: Danish Energy Agency (2009).

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

III - 4.2. Gran Bretaña

El sistema eléctrico de Gran Bretaña se encuentra en pleno cambio. Estructuralmente se trata de un sistema muy similar al argentino, contando con empresas Distribuidoras (DNOs), Transportistas (TSOs), Generadores, Comercializadores (Suppliers), Operadores del sistema y Entes reguladores (Ofgem y Elexon³⁵). A estas entidades ya reconocidas se le agregan nuevas originadas debido al cambio que se está llevando adelante en el sector. Dentro de las cuales están los Operadores Independientes de Redes de Distribución, las plantas de GD y las Compañías de Servicios de Energía (ESCOs). Estos dos últimos demuestran la penetración del concepto de GD en el Reino Unido, entendiéndose como una ESCO a aquella empresa dedicada a proveer soluciones energéticas a sus clientes, incluyendo el asesoramiento y los servicios de infraestructura para instalar generación distribuida en hogares. Por otro lado otra de las diferencias que presenta este estado con respecto a Argentina son las transacciones de energía. En lugar de hacerlas entre los generadores y los distribuidores para luego llegar al consumidor final como sucede en el estado argentino, las transacciones se realizan mediante los comercializadores sin la intervención de los distribuidores, los cuales se encargan de proveer el servicio de distribución pudiendo, en caso de optar por hacerlo, actuar como comercializador como un segundo negocio ajeno a la distribución.

La penetración de la GD en el Reino Unido se debe principalmente a tres factores que se interrelacionan. Como se comentó antes en este capítulo, uno de los principales disparadores de esta tendencia es la problemática ambiental. Esto hace referencia al cambio climático y el calentamiento global como resultado de las actividades humanas. La generación de energía eléctrica representa un gran contribuyente a la problemática por la emisión de GHG. Sumado a esto la innovación tecnológica para generar energía se ve incentivada por el factor anterior y las nuevas políticas energéticas, promoviendo nuevas formas de generación que antes hubieran resultado impracticables y que permiten generar electricidad de forma distribuida. El tercer factor resulta de suma relevancia para el Reino Unido y hace referencia a las políticas desarrolladas por el gobierno. El objetivo planteado por el gobierno fue para el 2010 alcanzar una capacidad de 10 GW con sistemas CHP y para el año 2020 generar el 15% de su energía mediante fuentes renovables, esto implicaba el desarrollo de GD. A su vez, en el año 2008 se fundó el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC), un organismo creado para el desarrollo de políticas energéticas y de mitigación del cambio climático. Este organismo promueve como una de sus principales políticas la generación de energía. Esta tiene como objetivo asegurar una provisión de energía segura, con baja emisión de carbono y competitiva en cuanto al precio, con un mix diversificado de recursos utilizados como fuente primaria de energía. Para llevar adelante esta política se han introducido dos legislaciones en el 2008 y otras medidas que presentan beneficios a

³⁵ DNOs: Distribution Network Operators; TSOs: Transmission System Owners; Ofgem: Office of Gas and Electricity Markets; Elexon: Compañía a cargo del Código de Balanceo y Establecimiento (BSC).

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

aquellos que se involucren en las nuevas formas de generación, como la GD. Entre las medidas está la introducción de incentivos financieros, el desarrollo de guías con estándares de conexión para los especialistas e instaladores y para aquellas personas interesadas en incursionar en la GD, y sitios web desarrollados por el propio DECC. Los incentivos financieros hacen referencia a “tarifas feed-in”³⁶, que entraron en vigencia en abril del 2010, que garantizan un precio fijo por KWh generado y por KWh exportado a la red por un periodo de aproximadamente 20 años dependiendo de la tecnología utilizada. Por otro lado, la Agencia de Redes de Energía (ENA)³⁷ también provee guías que cuentan con toda la información relevante para que cualquier persona, con o sin conocimientos sobre el mercado eléctrico, pueda tomar una decisión racional sobre incursionar o no en la GD y cuáles son los pasos necesarios para hacerlo.

Dentro del paquete de estrategias y medidas llevadas adelante por el estado de Gran Bretaña se encuentra un particular interés para la generación distribuida enfocada en usuarios domiciliarios o de pequeña escala para comercios y comunidades. Según la definición adoptada por el DECC esta generación recibe el nombre de “micro-generación”, y considera aquellos generadores con capacidades de hasta 50 KW para energía eléctrica y 300 KW para calefacción. Las tecnologías consideradas dentro de este tipo de generación incluyen aquellas que representen una reducción en las emisiones con respecto a las tradicionales, entre las que se destacan la generación eólica, la fotovoltaica, la solar-térmica, los sistemas CHP y la de celdas de combustible entre otras. Queda claro que la definición de GD utilizada en este trabajo está incluida dentro de la micro-generación planteada por el Reino Unido, y por lo tanto es relevante la propuesta de este estado con respecto a la misma. Además de las medidas ya comentadas para la GD en general, en el año 2006 se definió para Inglaterra una estrategia para convertir a la micro-generación en una alternativa de generación real y practicable en este país. Contaba con 25 acciones de las cuales 22 fueron alcanzadas y solo 3 no se llevaron a cabo. Las acciones buscaban superar cuestiones económicas, de comunicación, regulatorias y técnicas entre otras para alcanzar el objetivo planteado. Como resultado las instalaciones de micro-generación aumentaron un 20% en cuatro años, llegando a 98.000 instalaciones para finales de 2007.

Como se desprende de lo comentado, los principales actores políticos del sector energético de Gran Bretaña parecen converger hacia una mayor penetración de la GD.

³⁶ Precio total especial fijado por unidad de energía para incentivar el desarrollo de un tipo de generación.

³⁷ Agencia que representa los intereses de sus compañías miembros relacionadas con el mercado energético de Irlanda y el Reino Unido. Entre sus miembros se encuentran los principales propietarios de redes tanto de gas como de electricidad en los territorios citados.

III - 4.3. Norte América

Con respecto a Norte América la GD ha tenido gran repercusión en Canadá, en particular el estado de Ontario presenta grandes avances en lo referido a generación mediante fuentes renovables y a inclusión de la comunidad en la generación.

Ontario es la provincia más poblada de Canadá, contiene a la capital, Ottawa, y la mayor ciudad canadiense, Toronto. En el 2009 se realizó el acta de Energía Verde y Economía Verde a partir de la cual grandes cambios se materializaron en la generación de energía de la provincia. El modelo propone la utilización de tarifas feed-in y de esta manera incentivar inversiones en generación renovable que a su vez crearán nuevos empleos. A su vez el modelo incluye el cierre de plantas contaminantes para reducir las emisiones actuales. Para el primer año se realizaron contratos por 732 MW de generación mediante energía solar y 1469 MW para energía eólica, superando a Francia y a España al ajustar por población. Sumado a este gran aceptación de las tecnologías renovables, aproximadamente el 16% de los 2460 MW que fueron contratados fueron realizados con grupos de comunidades, es decir usuarios domiciliarios que optan por instalar generación renovable. Claramente estos casos corresponden a claros ejemplos de los que este trabajo considera generación distribuida. Los contratos se están realizando tanto en áreas urbanas como rurales, ya que gran parte de la actividad agrícola de Ontario se ha demostrado interesada en incursionar en este nuevo tipo de generación. A su vez, el movimiento en Ontario fue enfocado para incluir a los nativos de la región para que estos puedan acceder a la energía eléctrica, y de esta manera lograr una mayor igualdad.

Por el lado de los Estados Unidos la GD mediante energías renovables no percibe un incentivo de la misma magnitud que en los casos. Sin embargo, la evolución de la capacidad de GD y generación dispersa³⁸ en los últimos años puede observarse en el Gráfico III-2, teniendo un crecimiento del 176% desde 2004 al 2009. De toda la capacidad para el 2009 solo el 12% es de fuentes renovables. De esta manera, si bien se tiene una tendencia positiva no se da un crecimiento tan marcado de la GD con fuentes renovables como en Dinamarca ni con políticas tan claras como las referidas en el Reino Unido. Por otro lado la evolución de sistemas CHP no ha tenido una tendencia positiva como la de GD, cayendo de 14%. Sin embargo dentro de todos estos sistemas no se pueden identificar cuales corresponden a GD y cuales representan grandes sistemas de CHP.

Más allá de lo comentado, el Departamento de Energía (DOE) de los EEUU propone una reestructuración total del sistema eléctrico, cambiando la red tal como es concebida

³⁸ La diferencia entre GD y generación dispersa, para el Departamento de Energía (DOE) de los EEUU, está en que la primera no se encuentra conectada a la red y la segunda sí. Para este trabajo, por lo definido antes, toda esta generación puede ser considerada como GD. Fuente: DOE de EEUU, Electric Power Anual 2009.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

actualmente. Se trata del concepto de “smart grid”, o “red inteligente”, el cual incorpora el concepto de generación distribuida pero como parte del cambio de toda la red. El concepto se abordará en la siguiente sección transmitiendo tanto la visión del DOE de EEUU como la de propia de las principales empresas del mercado eléctrico.

Capacidad de GD

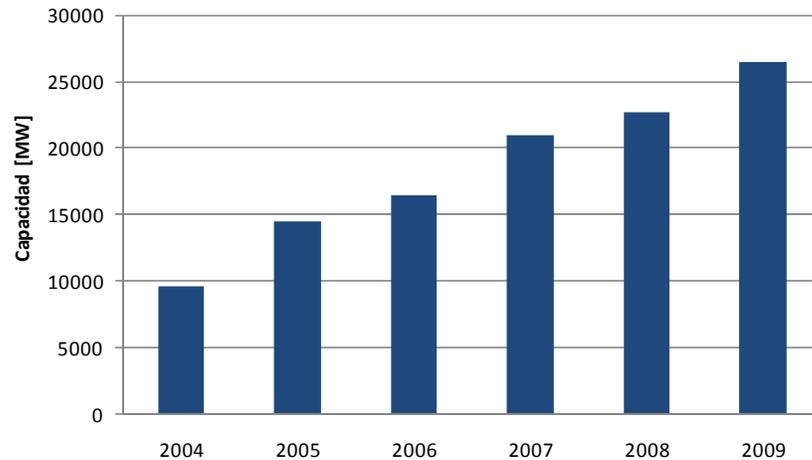


Gráfico III-2. Capacidad de GD y generación dispersa en EEUU. Fuente: DOE de EEUU (2009).

III - 4.4. Concepto de la red inteligente (“Smart Grid”). Visión de las principales empresas del mercado eléctrico.

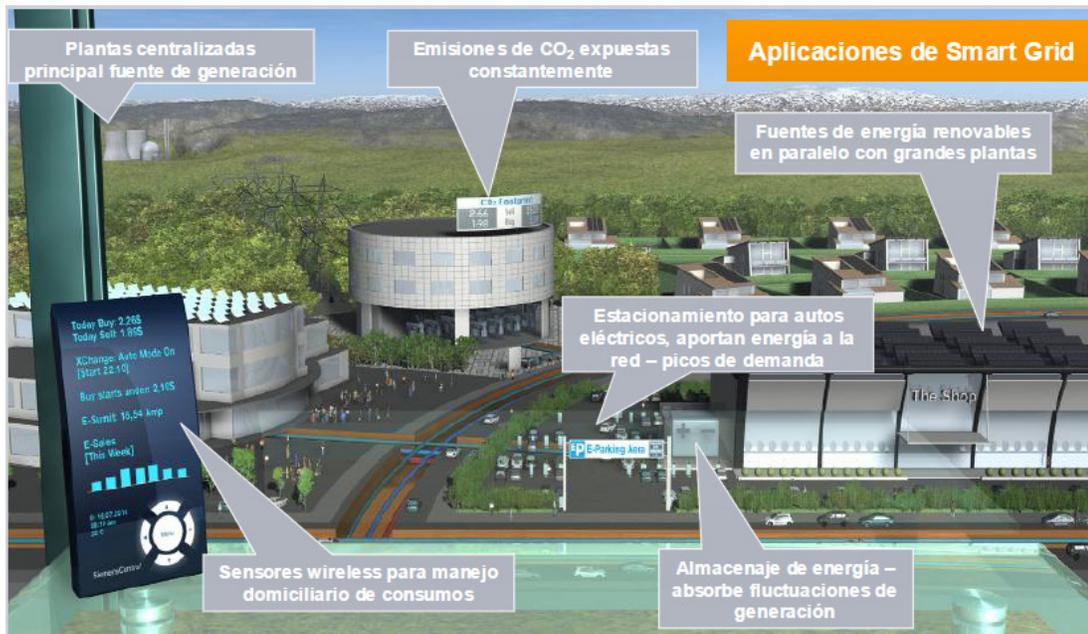


Figura III-4. Visión de “Smart Grid” según Siemens. Fuente: Dr. Yannick Julliard (Siemens AG); Presentación del Día de la Innovación Energética; 2010.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Al igual que el DOE de los Estados Unidos, muchas empresas líderes en el mercado eléctrico han introducido el concepto de “smart grid”. Entre las destacadas se encuentran ABB, General Electric y Siemens. La visión parte de entender que mientras que otras estructuras han sido desarrolladas, como las telecomunicaciones, la red de energía eléctrica no ha contado con grandes modificaciones desde su concepción y actualmente sigue respondiendo a las necesidades del momento en que fue diseñada, no teniendo en cuenta los requerimientos actuales. Los nuevos requerimientos hacen referencia a las necesidades ya identificadas en este trabajo, una mayor eficiencia, una mayor confiabilidad de abastecimiento y una generación más limpia. De aquí surge el concepto de “smart grid” que básicamente se puede definir como “la aplicación de las nuevas tecnologías de comunicación e información digital para gestionar en forma eficiente los recursos de Generación, los sistemas de Transmisión y Distribución y las instalaciones del Cliente”³⁹. El concepto implica un nuevo posicionamiento del consumidor dentro del mercado que deja de ser un actor pasivo para convertirse en uno activo. Bajo la visión de la “smart grid” el consumidor toma decisiones, mediante la información suministrada casi en tiempo real, de cuando consumir su energía en función de su precio y a su vez tiene la opción de generarla. Esto último hace referencia a la GD y como la visión de “smart grid” incorpora a la generación distribuida a la red eléctrica del futuro. Según estas empresas el mercado eléctrico tiende hacia la GD y que la óptima implementación de la misma se logrará mediante la “red inteligente”. Más allá de esto, para la coordinación de todos los componentes del sistema eléctrico mediante diferentes tecnologías de comunicación son necesarios nuevos componentes y estándares, dispositivos de almacenamiento para balancear la energía, unidades de generación distribuida y de seguridad entre otros. Esto abre las puertas a nuevos negocios por parte de las empresas de energía y esto incentiva a que muchas de ellas promueven la misma visión. El caso de Siemens, la conceptualización de la nueva red eléctrica se presenta en la Figura III-4.

Actualmente China es el país líder en inversión en la “smart grid” y plantea tener la nueva red en funcionamiento para el 2020. En el caso de EEUU y la Unión Europea, ambos tienen un proyecto análogo al de China. Para el primero el proyecto “Unified Smart Grid” y para el segundo el proyecto “SuperSmart Grid”, ambos con una visión a largo plazo implicando las visiones ya comentadas antes.

³⁹ Fuente: Guillermo Arslanian, “Desarrollo de una red eléctrica inteligente en Argentina”, 2010 (Tesis de Ingeniería Industrial, ITBA).

IV. Tecnologías de generación e implementación operativa

IV - 1. Introducción

En el capítulo anterior se definió el concepto de generación distribuida de este trabajo, y se citaron casos contundentes de su aplicación en diferentes países del primer mundo que intentan incorporar, o ya incorporaron como en el caso de Dinamarca, a la GD a su sistema eléctrico. A su vez se plantearon los potenciales beneficios que puede traer la aplicación de GD, para en un capítulo posterior incluirlos en una evaluación más rigurosa.

En este capítulo se realizará la evaluación de las diferentes tecnologías desde un punto de vista operativo, sin darle una mayor relevancia a los aspectos económicos los cuales serán evaluados en el próximo capítulo al evaluar su aplicación en Argentina. En este capítulo se entenderá el funcionamiento de las diferentes tecnologías y las principales diferencias entre las mismas. Con esta información se procederá a evaluar la mejor combinación de tecnologías a aplicar en el territorio argentino. Finalmente se propondrá el modelo de generación de energía para las tecnologías seleccionadas definiendo: tipo de tecnología para cada tipo de usuario dentro de las posibilidades de su región; capacidad de los dispositivos para cada tipo de usuario; factor de uso de cada dispositivo. Este modelo servirá de sustento para la evaluación económica.

IV - 2. Tecnologías

La generación de electricidad puede ser realizada utilizando diferentes recursos como fuente de energía. De esta manera, utilizando una fuente de energía primaria se provee de energía a un dispositivo que provee la fuerza motriz para alimentar a un generador eléctrico, o en el caso de las celdas fotovoltaicas y las celdas de combustibles la energía eléctrica se produce sin necesidad de un generador, sino que mediante un circuito convertidor de electrónica de potencia se convierte la energía generada en estos dispositivos de corriente directa a corriente alterna. En esta sección se describirán las tecnologías de generación que proveen la fuerza motriz con una breve reseña sobre los dispositivos que permiten traducir la energía generada en electricidad.

Como se definió en el capítulo anterior, en este trabajo se tendrán en cuenta a todas las tecnologías disponibles de GD para luego seleccionar aquellas que mejor se adapten al sistema Argentino. Las mismas pueden ser clasificadas dentro de diferentes categorías, en la Tabla IV-1 se ven las principales tecnologías de generación.

De la tabla se desprenden una serie de comentarios. En primer lugar se observa que exceptuando a las microturbinas, los MCI y las turbinas, todas las tecnologías pueden generar sin emitir gases nocivos al ambiente. Sin embargo, esto es considerando la operación y no el proceso productivo que da como resultado la correspondiente tecnología. De todas maneras no se considera relevante dicha evaluación considerando que dichas emisiones son similares para las diferentes tecnologías. Por otro lado la tabla

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

hace referencia al concepto de modularidad, el cual se refiere a la posibilidad de crear sistemas integrando varias unidades del mismo tipo según sea necesario. Estas características podrán ser aprovechadas por aquellos usuarios que instalen varias unidades, posiblemente una alternativa a evaluar por aquellos usuarios industriales o comerciales con consumos mayores a los residenciales.

Tecnología	Capacidades de generación eléctrica disponibles	Emisiones de Gases causantes el efecto invernadero	Capacidad de aplicar sistemas CHP	Intermitencia en generación (fuente de energía aleatoria)	Modularidad	Fuente de energía - Combustible
Motores de Combustión Interno (MCI)	> 5 KW	Sí	Sí	No	No	Diesel; Biodiesel; Gas Natural; Biogas; Gas de relleno sanitario
Turbinas	> 1 MW	Sí	Sí	No	No	Gas Natural; Kerosene
Microturbinas	1 KW - 1 MW	Sí	Sí	No	No	Gas Natural; Biogas; Gas de relleno sanitario
Motores Stirling	< 1 KW - 100 MW	Sí/ No	Sí	No	Sí	Diesel; Biodiesel; Gas Natural; Biogas; Gas de relleno sanitario; Solar; Biomasa
Celdas de combustible	1 KW - 5 MW	Sí/ No	Sí	No	Sí	Hidrogeno; Gas Natural; Metanol
Microturbinas hidroeléctricas	> 25 KW	No	No	Sí	Sí	Hídrica
Turbinas de viento	< 1 KW - 6 MW	No	No	Sí	Sí	Eólica
Celdas fotovoltaicas	< 1 KW - 14 MW	No	No	Sí	Sí	Solar
Concentradores solares-térmicos	> 5 KW	No	No	Sí	Sí	Solar
Unidades de energía geotérmicas	> 100 KW	No	Sí	No	No	Geotérmica
Unidades de energía oceánica	50 KW - 5 MW	No	No	Sí	Sí	Oceánica (proveniente de las olas o de las mareas)

Tabla IV-1. Resumen Tecnologías. Fuente: Angelo L'Abbate, Gianluca Fulli, Fred Starr, Stathis D. Peteves (JRC European Commission); "Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration"; 2007 y Propia.

Por otro lado tenemos ciertas tecnologías de generación cuya fuente de energía es aleatoria y por tal requieren de sistemas para balancear la oferta y la demanda ya que, como es sabido, ambas deben ser iguales en todo momento para la energía eléctrica. Existe una gran cantidad de trabajos realizados para identificar las consecuencias y las necesidades que surgen al operar con fuentes de generación aleatorias. Más adelante en el presente capítulo se presentará una breve reseña acerca del tema sin incurrir en demasiado detalle ya que no forma parte esencial del presente trabajo.

A continuación se presentan y describen cada una de las tecnologías citadas.

IV - 2.1. Motores de combustión Interna (MCI)

Los motores de combustión interna son la tecnología más usada actualmente para alimentar a los generadores eléctricos distribuidos. Actualmente el programa de GD fomentado por ENARSA en Argentina propone la instalación de forma transitoria de 27 centrales con una potencia total de 600 MW en 13 provincias, siendo el 87% de las mismas MCI y el resto turbinas de gas.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Esta tecnología ha sido aceptada en varios sectores de la economía, siendo utilizada ampliamente para activar generadores de emergencia o de respaldo en aquellos rubros en los que largos tiempos sin energía simbolizan grandes pérdidas e inconvenientes. Esta tecnología tiene una amplia variedad de tamaños desde unos pocos KW hasta más de 50 MW, variando a su vez su tipo de utilización. Los pequeños son utilizados para el transporte, pudiendo ser modificados para a generación de electricidad, y los más grandes para propulsión marítima. Los motores de combustión interna recíprocos o de pistón son los primeros motores de combustible fósil utilizados en generación distribuida de electricidad. Se trata de motores de cuatro tiempos en su mayoría, basados en los ciclos Otto o Diesel. Los combustibles utilizados, las fuentes de energía primaria, pueden ser para el primer tipo de ciclo: nafta, gas natural o biogás; y para el segundo: diesel o biodiesel. A su vez existen motores duales que pueden utilizar combustible diesel para el arranque y luego gas natural. El funcionamiento del motor es similar al de un automóvil, en donde la energía del pistón que se desplaza de forma vertical es transmitida y transformada en un movimiento rotacional para mover el generador eléctrico.

Estos motores son generalmente diseñados para trabajar a 1500 – 3000 rpm, pudiendo operar generadores de 2 o 4 polos con un control suficiente como para operar en paralelo con la red. Los generadores más recomendables para los motores diesel son los generadores sincrónicos, pudiendo entrar rápidamente en operación. En general el corto tiempo de puesta en marcha es una virtud de los MCI, promediando en algo menor al minuto, sumado a su capacidad de modificar su funcionamiento para adecuarse y responder a los cambios de carga.

El espacio requerido para utilizar estos generadores es por lo general grande, suficiente para concentrar el motor, el generador, los equipos de control y los sistemas de refrigeración. A su vez la localización representa una característica relevante al evaluar debido a las cuestiones ambientales resultantes como consecuencia de la operación del equipo, tanto por las emisiones de gases nocivos al ambiente (NO_x , CO y CO_2) como por el ruido. Dichas cuestiones pueden ser resueltas de diferentes formas, para la última se puede incurrir en un aislamiento sonoro que no representa incurrir en grandes desembolsos pero en el caso de las emisiones se debe incurrir en mayores costos, por ejemplo adquiriendo un reductor catalítico selectivo (SCR) de tratarse de un gran sistema o un simple convertidor catalítico. Este tipo de soluciones para las emisiones a su vez acarrearán una disminución en la eficiencia de los equipos. Dentro de los MCI los motores diesel son los más contaminantes en cuanto a emisiones, sin embargo su eficiencia, su capacidad de ser transportables y de almacenar fácilmente su combustible los convierte en una buena opción a considerar para abastecer a consumidores sin acceso a la red. Por otro lado, los motores de combustibles mixtos tienden a tener la eficiencia de los motores diesel y la menor emisión propia de los motores de gas, sin embargo este tipo de equipos son más robustos con capacidades mayores a los diesel. Por último la posibilidad de usar biogás o biodiesel le aporta un futuro prometedor a

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

esta tecnología, sin embargo actualmente equipos de este tipo no tienen una gran disponibilidad comercial y se necesitará un tiempo para que si la tengan.

En cuanto al mantenimiento esta tecnología requiere gastos en cambios de lubricantes y en el caso de de los motores de ciclo Otto para el cambio de las bujías, resultando así los motores diesel más económicos en este aspecto.

Las eficiencias de estos generadores era relativamente baja en un principio, alrededor del 30%, pero el desarrollo tecnológico posterior permitió que actualmente puedan existir generadores de hasta un 48%, en el caso de ser diesel. Por otro lado, esta tecnología permite la implementación de sistemas CHP mediante la utilización del calor residual del aceite del sistema de lubricación, del sistema de refrigeración y de los gases de escape. Esto permite aumentar la eficiencia de la utilización del combustible, llegando al 90%.

IV - 2.2. Turbinas industriales

Las turbinas se han utilizado por mucho tiempo en la generación de energía y existen en diversos tamaños yendo desde los 265 KW hasta las potencias de las grandes centrales térmicas que utilizan turbinas. Aquí consideramos las turbinas de combustión industrial como turbinas aptas para industrias sin la envergadura de las propias de las grandes centrales. Las turbinas pueden ser turbinas de gas y turbinas de vapor.

IV - 2.2.1. Turbina de gas

Estas turbinas han tenido un gran desarrollo en las últimas décadas debido principalmente a la industria aeronáutica, alcanzando grandes eficiencias.

Una turbina de combustión industrial basa su funcionamiento en un ciclo termodinámico Rankine. Se trata de un dispositivo en el cual el aire es comprimido a la entrada, luego un combustible líquido o gaseoso es inyectado produciéndose la combustión del mismo y generando una expansión de los fluidos. Estos fluidos pasan por una serie de álabes, la turbina propiamente dicha, que permiten convertir la energía producida en un movimiento rotacional que activa al generador eléctrico. Tanto el compresor como la turbina pueden tener varias etapas para aprovechar mejor la energía y además sus álabes son axiales, diferenciándolas de las microturbinas que constan de una sola etapa y los álabes son radiales.

Las turbinas se diferencian de los MCI en varios factores, uno de ellos es que en las turbinas la combustión sucede afuera del área donde se convierte la energía para ser utilizada por el generador. Esto permite obtener menores emisiones mediante la un mayor control del proceso de combustión.

En cuanto a los costos, el costo de instalación no resulta alto y el de mantenimiento es ligeramente inferior al de los motores diesel. La eficiencia eléctrica de esta tecnología es del 30% en promedio, pudiendo llegar a más del 40% en aquellas derivadas de los avances aeronáuticos. Sin embargo un inconveniente que presentan estas turbinas es que

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

su eficiencia se ve muy afectada por el porcentaje de plena carga al que se encuentra operando, en relación a otras tecnologías. Por esto mismo no pueden ser operadas con muy baja carga, la forma de hacerlo es regulando el flujo de aire y el de combustible pero perjudicando ampliamente la eficiencia.

El combustible a utilizar debe ser de buena calidad, preferentemente gas natural o combustibles líquidos muy volátiles con bajo contenido de sulfuro.

Por otro lado estas turbinas presentan la posibilidad de recuperar parte del calor residual y adaptarla a un sistema CHP. Además este tipo de tecnología suele usarse en ciclos combinados, donde se utiliza el calor residual de los gases de combustión para calentar un fluido. Este fluido acciona una segunda turbina para generar energía, obtenidos una mayor eficiencia de esta manera en todo el sistema.

IV - 2.2.2. Turbinas de Vapor

Las turbinas de vapor utilizan la energía contenida en el vapor para accionar un generador eléctrico. El vapor es generado en una caldera y luego llega a las turbinas para después pasar a un condensador. Estas turbinas son comúnmente usadas en centrales térmicas, pero pueden considerarse como GD según lo definido en este trabajo ya que pueden ser instaladas y usadas dentro de sistemas de cogeneración por usuarios industriales.

Dentro de estas turbinas se pueden diferenciar dos tipos, las turbinas de condensación y las turbinas de extracción. En las primeras todo el fluido que circula es utilizado en el sistema de calefacción, que actúa como un condensador a altas presiones, y cuentan con una eficiencia eléctrica baja. Esto implica que de no haber demanda de calefacción son poco recomendables por su baja eficiencia eléctrica. Por otro lado las de extracción permiten usar una parte del fluido para la calefacción y la otra para continuar su ciclo dentro de la turbina. Esto permite que cuando la demanda de calefacción es baja todo el fluido sea aprovechado por la turbina, logrando una mayor eficiencia eléctrica que las de condensación. Además estas turbinas tienen una presión de condensación menor, permitiendo así alcanzar una mayor eficiencia eléctrica. Sin embargo al no tratarse de turbinas de generación de grandes centrales, existen grandes pérdidas aerodinámicas, llegando a eficiencias por debajo del 25%.

Una de las ventajas de esta tecnología es que al generar el vapor en una caldera para luego utilizarlo en la turbina, permite que el combustible usado sea muy variado, pudiendo ser de biomasa, de desperdicios, diesel o gas natural, como suele suceder actualmente.

En cuanto a la operación, ambas turbinas de vapor tienen buena respuesta a los cambios de demanda, haciéndolas adecuadas para unidades de apoyo a la red durante la operación.

En resumen tanto las turbinas de vapor como las de gas son adecuadas para alimentar localmente una demanda e inyectar parte de la generación a la red pudiendo ser perfectamente programadas como las grandes plantas.

IV - 2.3. Microturbina

Estas turbinas fueron originalmente desarrolladas para la industria del transporte, pero encontraron una posibilidad de aplicación en la GD. Las microturbinas son esencialmente turbinas de combustión pequeñas, que por lo general cuentan con un único eje sobre el cual están montados un compresor, una turbina, un recuperador y un generador. De esta manera se eliminan las cajas de engranajes y otras partes que agregan costo al dispositivo y a su vez se le disminuyen las piezas con posibilidad de fallar en la operación.

La potencia de estos equipos se extiende desde 1 KW hasta 1 MW. Sus eficiencias son de aproximadamente de un 25% a un 30%, siendo estas alcanzadas únicamente con la utilización de un recuperador que transfiere parte del calor de los gases de escape al aire entrante. De esta manera de usar un recuperador se gana en eficiencia eléctrica pero se pierde la posibilidad de aplicar cogeneración. De aplicar sistemas CHP se pueden alcanzar eficiencias del 80% considerando la eficiencia energética total.

Los combustibles que permite esta tecnología son variados, desde el gas natural, biogás, gas de rellenos sanitarios o propano. En caso de que sean biocombustibles puede ser necesario la utilización de una bomba para introducir el combustible en la cámara de combustión.

Las ventajas de las microturbinas es energía que generan para el volumen que ocupan, esto se debe a la gran velocidad que desarrollan que permite que el generador sea hasta 100 veces más pequeño que con otras tecnologías, como los motores diesel. Debido a la velocidad que alcanza el rotor, la electricidad obtenida debe pasar por un rectificador y luego por un convertidor para lograr la frecuencia adecuada para la red. Otra de las ventajas es que se trata de una tecnología con menores emisiones que los MCI diesel, produciendo casi unas 100 veces menos de NO_x . A su vez se trata de generadores poco ruidosos y de poca vibración, convirtiéndolos en una opción adecuada para GD bajo este punto de vista.

Sin embargo las microturbinas presentan dos principales inconvenientes para su utilización de manera masiva como GD: su alto costo inicial y su vida útil, siendo varias veces más costosa que un MCI diesel y con una vida útil más corta.

IV - 2.4. Celdas de combustible

Las celdas de combustible son una tecnología donde se están dando una gran cantidad de desarrollos tecnológicos para poder aumentar su comercialización para usuarios domiciliarios de menor demanda.

El funcionamiento se basa en convertir la energía química de un combustible en energía eléctrica y calor. Mediante esta definición parece ser un simple proceso de combustión, sin embargo se trata de un proceso química en el cual no hay combustión sino una conversión de energía electroquímica, siendo así una tecnología sin emisiones de GHG

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

durante su operación. Antes de explicar su operación se debe aclarar que las celdas de combustibles utilizan en su proceso, por lo general, hidrógeno y oxígeno. La celda de combustible cuenta con dos electrodos (un cátodo y un ánodo) separados por un electrolito⁴⁰. El proceso permite que el átomo del hidrógeno se ionice, por medio de un catalizador, y se separe en un protón, H^+ , que pasa por el electrolito, y un electrón pasa por un circuito externo generando una corriente continua de electricidad. Ambos iones continúan hacia el cátodo donde reaccionan un átomo de oxígeno formando agua y generando calor. De esta manera es un proceso que da como resultado energía eléctrica en corriente continua, energía térmica y agua.

La velocidad de la reacción, y como tal la potencia de las celdas, es función del catalizador, la temperatura de operación y el área de los electrodos en contacto con los gases (superficie y porosidad). Una unidad básica de una celda de combustible suele generar una potencia muy limitada, se recurre a conectar varias unidades en serie mediante un dispositivo llamado “plato bipolar” para lograr la potencia buscada para el dispositivo. El mismo a su vez permite una buena distribución de los combustibles sobre los electrodos. La agrupación de celdas básicas es llamada “stack” en inglés, o pila, y representa el mayor costo del equipo por ser el componente principal.

A su vez, existen diferentes tipos de celdas de combustible, que se diferencian en el material de su electrolito, la temperatura de operación y los posibles usos que pueden tener. Los principales tipos son:

- Celdas de Combustible de Metano Directo: Permite la utilización de metano como combustible que implica un tiempo de reacción mucho más largo que con el hidrógeno, implicando que se necesita un tamaño mayor para lograr potencias comparables con las celdas que utilizan hidrógeno. Debido a esto este tipo de celdas tienen una potencial aplicación en el futuro en teléfonos celulares y otros equipos electrónicos.
- Celda de Combustible Alcalina (AFC, por sus siglas en inglés): Fue una de las primeras celdas de combustible desarrolladas, siendo utilizada en los viajes espaciales. El electrolito es una solución líquida de hidróxido de potasio. Tiene una temperatura de operación de $100^{\circ}C - 250^{\circ}C$, permitiendo un arranque rápido debido a que no se debe alcanzar una temperatura elevada. Esta tecnología no admite el CO_2 , por lo tanto los gases que alimentan a la celda pueden tenerlo en su composición, limitando ampliamente las posibilidades de alimentación.
- Celda de Combustible de Membrana de Intercambio Protónico (PEMFC): Es la celda de combustible con mayor aceptación para desempeñarse

⁴⁰ Sustancia que se comporta como medio conductor eléctrico, pueden ser soluciones ionizadas o sólidos que permiten el movimiento de iones mediante el movimiento a través de los vacíos en la estructura cristalina del material.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

en los sectores residenciales y el transporte, comenzando a estar disponible para el público. El electrolito es un polímero sólido. Su temperatura de funcionamiento es de 70°C - 90°C, permitiendo un arranque rápido.

- Celda de Combustible de Óxido Sólido (SOFC): La temperatura de operación es de 600°C - 1000°C, lo cual permite buena velocidad de reacción sin costosos catalizadores y a su vez la utilización de gas natural, que puede ser reformado dentro de la unidad a hidrogeno por las altas temperaturas. Estos ahorros se ven compensados por los requerimientos necesarios para operar a estas altas temperaturas. Esto son: equipos extra para precalentar el aire y el combustible, equipo de refrigeración y el electrolito compuesto de un cerámico sólido que resulta más costoso que los de otras tecnologías. Además implican tiempos de arranque mayores. Por todo esto son equipos adecuados para generación de mediana o gran escala.
- Celda de Combustible de Carbonato Fundido (MCFC): La temperatura de operación ronda los 600°C - 700°C, permitiendo trabajar sin reformador con combustibles fósiles, como metano o gas de carbón. A su vez por la alta temperatura se alcanza buena velocidad de reacción sin necesidad de un catalizador costoso, compensado en parte por el costo del electrolito que está compuesto de sales carbonatadas fundidas. Por sus características resulta acorde para generación de mediana y gran escala.
- Celda de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC): Fue la primera celda de combustible en ser comercializada ampliamente y con amplia utilización actualmente. El electrolito es de ácido fosfórico líquido contenido en una matriz de teflón. La temperatura de funcionamiento es de 175°C - 200°C, acelerando la velocidad de reacción con respecto a otras celdas. A su vez la simplicidad del diseño permite que los gastos en mantenimientos sean casi nulos, siendo una tecnología muy tolerante a las impurezas del combustible.

Las celdas de combustible tienen un costo de mantenimiento y su vida útil resulta ser función del deterioro de los electrodos, el electrolito y el catalizador, sin embargo al no tener piezas móviles su vida útil suele ser prolongada. Por otro lado la conexión de la celda de combustible a la red debe realizarse a través de un convertidor electrónico de corriente continua a corriente alterna.

IV - 2.4.1. Combustibles de las celdas

Como se comento antes que las celdas de combustible trabajan con hidrogeno y oxigeno. De aquí se desprende uno de los inconvenientes de la aplicación de las celdas de combustibles, la obtención del hidrogeno.

Una de las soluciones frente a esta situación es la utilización de un reformador para obtener hidrogeno a partir de diversos hidrocarburos. Estos reformadores producen emisiones de dióxido de carbono, y monóxido carbono en menor proporción, por lo

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

tanto al utilizarlos juntos con las celdas de combustible se obtiene un sistema que si tiene emisiones de gases nocivos al ambiente. El funcionamiento del reformador es algo complicado y su análisis en detalle supera los límites de este trabajo, pero en resumen se trata de un dispositivo en donde se producen una serie de reacciones químicas que permiten obtener hidrogeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono.

Por otro lado, el hidrogeno se puede obtener mediante electrolizadores que realizan el proceso inverso la de una celda de combustible, en el cual se genera hidrogeno y oxigeno del agua por medio de energía eléctrica. Esto suele ser aplicable, por ejemplo, en turbinas de generación eólica o hidráulica pequeñas. Representa un sistema para tener una respuesta en períodos con poco viento, o agua, donde no es posible generar, actuando como un buffer entre la demanda y la oferta. Esta solución acarrea otro problema relacionado al almacenamiento del hidrogeno. Esto se genera debido a que si bien el hidrogeno tiene una de las energías específicas (energía por kilogramo, equivalente a 2,1 kg de gas natural) más altas, su densidad es muy baja (aproximadamente 90 kg/m³ CNPT, resultando el gas más liviano), requiriendo grandes presiones para almacenarlo en grandes cantidades en volúmenes pequeños. A su vez debido a sus propiedades físicas tienen una gran velocidad de escape por pequeños orificios estando almacenado, 3,3 veces más rápido que el aire. Por esta razón surgen diferentes técnicas de almacenamiento: almacenamiento a presión en cilindros; almacenamiento como líquido criogénico; almacenamiento dentro de un metal absorbente; almacenamiento en nanofibras de carbono. Estas técnicas no serán ampliadas en este trabajo, solo podrá ser tenida en cuenta la posibilidad de almacenamiento bajo presión que no representa mayores complejidades técnicas en su entendimiento.

En el caso del oxigeno, este se encuentra presente en el aire, por lo cual este último suele ser inyectado al cátodo en forma directa, no representando un problema.

IV - 2.5. Motores Stirling

Los motores Stirling son una clase de motores que están teniendo gran aceptación para aplicaciones en sistemas CHP. Se trata de motores en los cuales por medio de una diferencia de temperaturas se logra obtener energía mecánica, usando como intermediario un gas que se expande y se contrae. La expansión y compresión del gas produce el movimiento de uno o dos pistones que genera la energía motriz para mover el generador. El ciclo termodinámico descrito es llamado ciclo Stirling e idealmente consta de cuatro procesos: el de expansión, luego el de enfriamiento, luego el de compresión y posteriormente el de calentamiento para finalmente luego de este recomenzar el ciclo; sin embargo estos procesos no son discretos y el ciclo real realizado por el motor representa uno de los más complejos dentro de la termodinámica. Se trata de un ciclo cerrado, en donde el gas utilizado permanece siempre dentro del motor. A su vez el ciclo es regenerativo, ya que utiliza un regenerador que es un dispositivo que absorbe el calor para enfriar el fluido y luego lo reutiliza para

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

recalentarlo. Mediante este dispositivo se logra mayores eficiencias ya que se recicla la energía que de otra manera sería eliminada del sistema, convirtiéndolo en un componente crítico de este tipo de motores.

Los motores Stirling pueden tener diferentes estructuras, calcificándose en alfa, beta y gama. Las principales diferencias de estos modelos, en cuanto a estructura, es la disposición de los pistones y cilindros. A su vez hay una cuarta posibilidad llamados motores “piston-free” en los cuales se reducen parte de las piezas mecánicas y se utilizan alternadores lineales. El fluido utilizado es por lo general aire, aunque también son considerados el hidrogeno por su fluidez, el helio por su baja capacidad calorífica y el nitrógeno.

Todo el calor necesario para producir las variaciones en el volumen del gas se obtiene o bien por un proceso de combustión externa o por alguna fuente de calor disponible. Este es una de las principales ventajas de esta tecnología ya que da la posibilidad de controlar el proceso de combustión en una mayor medida que los MCI, al tratarse de un proceso externo. A su vez el combustible utilizado puede ser variado: gas natural, propano, gasolina, diesel, etanol, biodiesel o hidrogeno. También se puede utilizar energía solar mediante concentradores solares llegando a unas eficiencias de conversión de energía solar del 40% aproximadamente, siendo esta una alternativa tecnológica en desarrollo.

En comparación con otros motores el Stirling es simple en sus componentes. Su eficiencia eléctrica es del orden del 25% - 30%, pero mediante la aplicación en cogeneración se llegan a eficiencias totales del 80% - 90%. Son motores silenciosos en la operación lo que los hace adecuados para los usuarios residenciales. Su arranque es lento y no tienen buena respuesta a los cambios de demanda. Por otro lado la inversión inicial requerida es importante ya que se trata de motores robustos, sin embargo cuentan con un costo de mantenimiento menor al de los MCI debido a que no tiene válvulas y la mayor parte de las juntas están de la parte fría del motor.

IV - 2.6. Tecnologías de generación aleatoria

El mercado eléctrico puede analizarse como un mercado en donde el bien comercializado es la energía eléctrica. Las diferentes tecnologías de generación producen el bien con diferente eficiencia y a diferentes costos. Las tecnologías se pueden conceptualizar como procesos productivos en donde por medio de diferentes insumos o materias primas se obtiene la energía eléctrica. Dentro de las tecnologías se pueden diferenciar aquellas que producen mediante fuentes aleatorias de generación y otras que lo hacen mediante insumos que pueden almacenarse o adquirirse en la cantidad conveniente y en el momento que se desee, como el combustible.

Hasta aquí las tecnologías comentadas no contaban como única fuente de energía a recursos cuya disponibilidad tiene un patrón aleatorio, es decir que la misma varía pudiéndose modelizar mediante estadísticas pero no controlar. Al evaluar tecnologías cuya generación tiene una variabilidad no controlable en forma directa, es necesario

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

entender que medidas son requeridas para que el sistema eléctrico continúe operando con un perfecto balance entre oferta y demanda. Como se dijo antes, mucho se ha desarrollado sobre esta problemática y no es el objetivo de este trabajo proponer soluciones a la misma, por lo tanto solo se comentarán algunas de las alternativas existentes. Al definir el modelo de generación más tarde en este capítulo se definirá bajo qué supuesto se realiza el mismo en relación a este tema.

Las siguientes son alternativas que le permiten al sistema eléctrico la utilización de esta tecnología de generación:

- Sistemas de almacenamiento que permitan balancear la oferta con la demanda
- Sistema de despacho que permita la implementación de estas formas de generación
- Sistemas de control de la demanda

Todas las alternativas pueden ser utilizadas en el mismo sistema y todas tienen el objetivo común de lograr balancear la generación de energía con la demanda. La primera consiste en la utilización de sistemas de almacenamiento como pueden ser baterías, volantes de inercia, reservas por bombeo de agua o un sistema con un electrolizador, un tanque donde almacenar hidrogeno y una celda de combustible. Estos sistemas almacenan la energía producida por sobre la demanda y luego la utilizan en caso de que la demanda sobrepase a la oferta. La relacionada con el sistema de despacho implica la existencia de capacidad de generación con la flexibilidad suficiente para poder dar respuesta a los cambios que pueden originarse frente a fluctuaciones de la generación mediante recursos aleatorios. Esto puede ser implementado incentivando a generadores a ofrecer potencia a disposición del sistema para ser utilizada únicamente para cubrir las fluctuaciones de la generación con recursos aleatorios. Otra opción es utilizando tecnologías de generación con capacidad de responder a la fluctuaciones, esto implica un arranque rápido y tolerancia a una operación intermitente. Actualmente existen en el sistema argentino reservas clasificadas según su capacidad de entrar en línea para responder a fluctuaciones, los generadores que proveen este servicio reciben un pago como contraprestación. La última alternativa implica un cambio más profundo en el sistema eléctrico mediante el cual los consumidores adopten un rol activo en el sistema. Esto permite que mediante estímulos generados por el operador del sistema eléctrico los consumidores aumenten o disminuyan su demanda para de esta manera lograr balancear la demanda con la oferta. La forma más común que tienen estos estímulos es como variaciones en el precio de la energía, aumentando en caso de baja oferta. Una última alternativa que muchas empresas e investigadores consideran para un futuro cercano es la utilización de autos eléctricos para balancear el sistema, usando la batería de los autos para actuar como buffer. Este concepto mezcla la mayor participación del consumidor en el sistema eléctrico con la utilización de baterías para lograr el almacenamiento, y es una de las principales opciones consideradas dentro de la red inteligente o “smart-grid”

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

a la hora de lidiar con la utilización de tecnologías cuya generación presenta una variabilidad impredecible.

Para lidiar con el concepto de intermitencia y poder llevar adelante comparaciones entre tecnologías que no tienen este inconveniente, se utiliza un coeficiente de intermitencia (también llamado de disponibilidad, de capacidad o de utilización) de la tecnología aleatoria. El mismo define el porcentaje que representa la energía real generada por una tecnología en determinadas condiciones con respecto a la energía generada en condiciones nominales. Claramente este coeficiente se define en función del recurso a utilizar como fuente de energía y la localización.

A continuación se describen las tecnologías en detalle.

IV - 2.6.1. Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos convierten la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica en la forma de corriente continua. Se trata de un fenómeno físico que se da en ciertos materiales semiconductores, en los cuales se desprenden electrones por la incidencia de los fotones presentes en la radiación solar. La energía provista por los fotones debe ser la suficiente para lograr la liberación de un electrón del semiconductor, de otra forma no se generará la corriente eléctrica. Para lograr un mayor aprovechamiento de la energía existente en todo el espectro de la radiación solar existen celdas solares con varios tipos de semiconductores apilados que van de mayor a menor en cuanto a la energía que requieren para liberar un electrón. Este tipo de celdas multiunión son más costosas, siendo la tecnología tradicional la que utiliza un único semiconductor, normalmente de silicio cristalino o arseniuro de galio. A su vez los dispositivos cuentan con una película que reduce la reflexión de la radiación solar incidente, para permitir un mayor aprovechamiento de la misma.

La irradiación es la cantidad de energía que recibe una superficie en un cierto intervalo de tiempo, y se obtiene de integrar la irradiancia en un intervalo de tiempo. Suponiendo que la superficie es representada por una celda solar, esta está condicionada por una serie de variables relacionadas con la ubicación de la unidad (ángulo acimutal del sol, ángulo acimutal del panel, inclinación del panel y latitud) y las condiciones climáticas de la ubicación (nubosidad y temperatura). La irradiación de un territorio representa la máxima capacidad que puede obtener una celda. Sin embargo las celdas solares tienen limitaciones en cuanto a cuanta de esa energía pueden utilizar. Las mismas cuentan con sus potencias nominales, las cuales representan la potencia que pueden obtener con incidencia perpendicular de la luz solar. Esta variable varía en función de la latitud y se pueden obtener tablas para determinar el factor. A su vez se debe tener en cuenta las pérdidas ocurridas por la utilización del convertidor, para pasar la corriente continua a alterna. Todos estos factores son necesarios para determinar la potencia requerida para cierto consumo.

Los sistemas están compuestos por celdas fotovoltaica, que agrupadas dan un modulo, y a su vez estos agrupados forman un vector, siendo estos construidos para obtener la

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

potencia requerida. Además es común la utilización de baterías debido a que se trata de una fuente de generación aleatoria y de ser implementadas en regiones aisladas de la red las baterías son necesarias. A su vez estas deben ser acompañadas por un regulador de carga para controlar la conexión entre los paneles, las baterías y el consumo o carga del sistema. Por otro lado también se requiere un convertidor de corriente continua a corriente alterna para ser utilizada o inyectada al sistema de distribución. Todos estos últimos requieren un sistema de control para administrar la energía y llevar adelante los ajustes necesarios para garantizar una correcta operación.

Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones durante su operación y prácticamente no requieren mantenimiento, promediando una vida útil de 15 años. Sin embargo no ha sido una tecnología ampliamente implementada debido a su alto costo, esta variable probablemente cambie en un futuro con mayor penetración de esta tecnología y bajando los costos productivos por economías de escala.

IV - 2.6.2. Turbinas eólicas

Las turbinas eólicas son una tecnología que ha tenido gran aceptación dentro de las tecnologías que utilizan recursos renovables, después de la hidráulica. Su utilización es variada, siendo la más común la relacionada a grandes dispositivos que componen parques eólicos tanto en tierra como off-shore. También son utilizadas en algunos países europeos para abastecer la demanda residencial, como se vio en el ejemplo de Dinamarca en la sección anterior. La turbina eólica de mayor potencia en servicio es una ubicada en Alemania, la E-126 de Enercon, con una potencia de 6MW, con una altura aproximada de 135 metros, un rotor de 126 metros y ocupando unos 6362 m² de superficie. Esto da una idea del volumen requerido para este tipo de generación, ya que si bien se trata de una tecnología con una densidad de potencia de 0,4 KW/m² la altura y el diámetro del rotor son variables relevantes para su localización y utilización.

La turbina de viento se trata de un dispositivo en el cual la energía cinética del viento es convertida en energía mecánica por medio del paso del mismo a través de una serie de álabes y en energía eléctrica por medio de un generador. Existen turbinas cuyo eje de rotación es vertical al piso (VAWT) y, las más tradicionales, en las cuales el eje es horizontal (HAWT). La principal diferencia entre ambas, aparte de la posición del eje, es que las VAWT tienen estructuras más simples ya que no son solicitadas a esfuerzos complejos debido al movimiento de los álabes, como si pasa en las HAWT. Sin embargo las últimas tienen una mayor aceptación debido a que resulta complicado el cambio de los cojinetes en las VAWT y este debe realizarse con frecuencia debido a que sobre ellos descansa toda la estructura. A su vez los perfiles de las palas de las verticales requieren diseños de alta complejidad para poder realizar controles de potencia. Dentro de las horizontales, que son las más comunes y sobre las que más se ha desarrollado en tecnología, estas pueden estar orientadas a favor del viento o en contra y con diferentes número de palas. La forma más tradicional es en contra del viento, para evitar turbulencias del fluido, y con tres palas, que aunque resulta algo más costosa que las de

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

menos palas se evitan mayores solicitaciones oscilantes en el rotor que implican diseños más complejos para evitar el fallo por fatiga. Por otro lado las turbinas suelen tener una caja de engranajes para aumentar la velocidad de rotación, o caja multiplicadora, y poder utilizar el generador eléctrico. También cuentan con mecanismos auxiliares para la operación como un freno hidráulico de emergencia y mecanismos de orientación en relación al viento. A su vez las turbinas eólicas tienen un sistema de control con un microprocesador que supervisa su funcionamiento. El mismo mide variables de operación y lleva adelante los procesos de arranque, parada, conexión a la red y protección del equipo. Con respecto a esto último, la turbina debe respetar los límites de funcionamiento del generador, relacionados con el régimen e intensidad de giro. Es así que el control frente a un exceso de viento es necesario y se puede realizar mediante un control por cambio de paso o por pérdida aerodinámica. El primero es más caro pero permite ganancias apreciables en potencia y tiene genera menores cargas que pueden ocasionar fallas por fatiga.

En cuanto al generador eléctrico, el más utilizado es el asíncrono que cuando está conectado a la red el régimen de giro es próximo al de sincronismo, por lo que las turbinas deben operar a un ritmo casi constante. Para las turbinas más pequeñas se pueden usar generadores de corriente continua que no requieren excitación externa por utilizar imanes permanentes, siendo ideales para locaciones sin red eléctrica. Por otro lado estos equipos pueden incorporar un convertidor para pasa la generación a corriente alterna y alimentar la red. Los generadores sincrónicos tienen menor aceptación debido a que son necesarias maniobras complejas para entrar en sincronismo con la red. Otra opción en cuanto a la maquina eléctrica es la utilización de un generador de inducción con doble alimentación. Este tipo de generador permite generar una tensión correcta y una frecuencia constante aunque el rotor gire a diferentes velocidades. Para esto se alimenta al rotor de la maquina un convertidor de frecuencia. A su vez posibilitan el control del factor de potencia y la generación de potencia activa y reactiva.

En cuanto al funcionamiento de la turbina, la misma comienza a dar potencia a partir de cierta velocidad que permite vencer las pérdidas de energía internas, luego conforme aumenta la velocidad del viento se llega hasta un máximo de potencia y luego la misma puede caer o ser mantenida según el sistema de control hasta alcanzar una velocidad máxima o velocidad de parada. De esta manera la energía generada está en función de la velocidad del viento existente.

Teniendo en cuenta los costos, la inversión en lo respectivo al equipo es elevada pero ha tendido a reducirse en los últimos años donde la generación eólica a tomado una gran participación en el mercado energético.

IV - 2.6.3. Hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica representa la tecnología renovable con mayor participación en el mercado eléctrico en todo el mundo.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Las unidades hidroeléctricas en tamaños micro o pequeño consisten en pequeñas turbinas conectadas a generadores eléctricos. Por medio de diferentes dispositivos se regula el flujo del agua que acciona la turbina que luego mueve al generador, convirtiendo la energía cinética del agua en energía eléctrica. Existen dos factores determinantes de la energía hídrica utilizable por una turbina: el salto y el caudal. Se le llama “head” o salto a la diferencia de altura entre la turbina y el reservorio donde el agua es almacenada. El caudal representa los litros de fluido que pasan por unidad de tiempo por la turbina. Es importante aclarar que es necesaria de una pendiente para la generación de energía, ya que con una baja velocidad del fluido es necesaria un área de la turbina demasiado grande que entre en contacto con el fluido para generar una energía. De esta manera se trata de un problema mucho más complejo en cuanto a la disponibilidad del recurso, ya que muchas veces grandes ríos pero con poca pendiente, como el Limay con una pendiente aproximada de 1/1000, no resultan utilizables o requieren de grandes obras de infraestructura que perjudican los ecosistemas en donde se encuentran resultando impracticables. A su vez existe una dependencia con el suministro acuífero y puede suceder que no pueda utilizarse en casos de sequía, acudiendo a diferentes medios de almacenamiento antes comentados. Además, como el resto de las tecnologías, requiere de los controladores pertinentes en su funcionamiento. Sin embargo claramente estos inconvenientes no están presentes en las grandes centrales donde de disponibilidad del recurso acuífero se encuentra proyectada y su ubicación fue debidamente estudiada.

IV - 2.6.4. Concentradores solares térmicos

La concentración solar consiste en utilizar la energía térmica proveniente del sol para generación eléctrica o para calentamiento. En el caso de generación eléctrica, la energía solar funciona como fuente de calor para abastecer alguna de las tecnologías anteriormente citadas. Es más común este tipo de aplicaciones en plantas generadoras centralizadas en las que se calienta el fluido para mover una turbina, necesitando grandes extensiones de territorio y resultando inaplicables para GD. A su vez existen ciertos desarrollos para aplicar esta tecnología en motores Stirling para su utilización como GD, sin embargo aún no están disponibles abiertamente en el mercado.

IV - 2.6.5. Oceánica

Las tecnologías para utilizar la energía proveniente del océano pueden diferenciarse en aquellas que utilizan la energía de las olas, las utilizan las de las mareas, las que utilizan las diferencias de temperatura y las que utilizan las corrientes oceánicas. Todas estas son impulsadas por diferentes fenómenos que van desde la energía solar a la rotación terrestre y la atracción gravitacional entre la tierra, la luna y el sol. Su explotación está condicionada plenamente por la localización y las condiciones marítimas.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

La mayoría de los dispositivos diseñados para utilizar este tipo de energía y generar electricidad no son aptos para la generación distribuida ya que implican grandes inversiones y su despacho suele ser centralizado. La tecnología con mayor potencial para fines de generación distribuida es la que utiliza la energía de las olas o undimotriz, sin embargo aún no se encuentran desarrollados dispositivos para su explotación en GD.

IV - 2.6.6. Geotérmica

Esta tecnología utiliza la energía térmica del centro de la tierra que sube a la superficie y puede ser utilizado para generar electricidad. Existen diferentes tipos de plantas de generación y son clasificadas según el fluido utilizado. El fluido acciona una turbina que acciona un generador. El factor de la localización es sumamente importante en este tipo de tecnologías. Actualmente esta tecnología no se encuentra desarrollada lo suficiente como para ser tenida en cuenta dentro de la GD, siendo utilizada principalmente como generación centralizada.

IV - 2.7. Resumen de tecnologías

Se han citado una gran cantidad de tecnologías y se han explicado con detalle aquellas que tienen la posibilidad de ser aplicadas en un modelo para evaluar la utilización de GD en Argentina. En la Tabla IV-2 los valores técnicos y económicos de las diferentes tecnologías. Se dejan de lado las de energía oceánica que, como se comentó antes, no presentan dispositivos desarrollados para GD y las geotérmica que implican grandes obras de infraestructura propias de la generación centralizada y no será considerada como GD en este trabajo. A su vez tampoco se consideran aquellas celdas de combustible que aún no tienen el desarrollo comercial suficiente como para evaluar su aplicación por falta de datos en cuanto al costo del dispositivo. Por último se descartan las turbinas hidráulicas debido a que la localización resulta compleja, necesitando un análisis hídrico detallado que sobrepasa los límites de este trabajo.

Por otro lado se agrega entre los valores de la Tabla IV-2 la vida útil, un factor importante a considerar al evaluar las tecnologías de generación. La vida útil de los equipos son muy variantes en función de la utilización y las condiciones de uso, por esto se asumirán factores medios del mercado. Para una central convencional de generación térmica se considera una vida útil de 20 años.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Tecnología	Grado de desarrollo en el mercado	Vida Útil en años	Eficiencia [%] ¹	Costo de instalación [USD/KW] ²	Costo de operación y mantenimiento [USD/MWh]
Motores de combustión					
Motores ciclo Otto	Madura	10	25-42 / 85-90 (CHP)	430-2.000	10-29
Motores ciclo Diesel	Madura	10	30-48 / 85-90 (CHP)	430-2.000	7-21
Motores Stirling ³	En desarrollo	15	12-30 / 85-90 (CHP)	7.860-9.500	7-21
Turbinas					
Microturbinas	Establecida, pero no consolidada	10	14-30 / 70-85 (CHP)	860-4.500	7-29
Turbinas de gas	Establecida	10	20-45 / 75-85 (CHP)	290-3.000	4-14
Celdas de combustible					
PEMFCs ³	Establecida / En desarrollo	10	25-45 / 70-80 (CHP)	1.430-9.000	7-57
PAFCs	Establecida, pero no consolidada	10	35-45 / 80-90 (CHP)	4.290-8.000	7-57
Renovables					
Celdas fotovoltaicas	Establecida	20	5-25	4.290-10.000	1-6
Turbinas de viento	Establecida	20	20-50	1.140-5.000	14-29

¹: Eficiencia entendida como: Energía Generada / Energía Consumida = η . Pudiendose tratar de eficiencia eléctrica o eficiencia con sistema CHP.

²: El rango de costo incluye la instalación con el sistema de CHP.

³: Los costos de operación de los Motores Stirling se suponen iguales a los de los Motores Diesel. Para el costo de instalación y la vida útil de los Motores Stirling, y la vida útil de las celdas de combustible se utilizan los datos de: Michiel Howing; "Smart Heat and Power, Utilizing the Flexibility of Micro Cogeneration"; 2010.

Tabla IV-2. Valores técnicos y económicos de las tecnologías consideradas. Fuente: Angelo L'Abbate, Gianluca Fulli, Fred Starr, Stathis D. Peteves (JRC European Commission); "Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration"; 2007 y Propia.

IV - 3. Mix de tecnologías para Argentina

En esta sección se pasará a evaluar las tecnologías a aplicar en el modelo de generación teniendo en cuenta los recursos naturales de Argentina y su red de abastecimiento de combustibles fósiles. De esta manera podemos diferenciar entre las tecnologías que utilizan los recursos renovables del territorio y las que utilizan combustibles fósiles, y definir para cada caso la mejor opción tecnológica según la región. Las regiones se tratarán como las definidas en el primer capítulo al analizar el parque generador.

IV - 3.1. Tecnologías de combustible fósil

Con respecto a las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, se evaluará su utilización únicamente dentro de un sistema de CHP. Las tecnologías consideradas son las siguientes:

- Motor de ciclo Otto
- Motor Diesel
- Turbina de gas industrial
- Microturbina de gas natural
- Motor Stirling a gas natural
- Celda de combustible PEMFC a gas natural

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

- Celda de combustible PAFC a gas natural

Con estas tecnologías es necesario tener en cuenta la red de abastecimiento de combustibles fósiles a nivel nacional. En el país el abastecimiento de gas se puede realizar de tres formas: abastecimiento mediante la red de gas nacional; abastecimiento mediante redes locales administradas por distribuidores de la zona que reciben el gas licuado y lo regasifican para distribuir en la red; mediante un distribuidor local abasteciendo a la usuarios mediante garrafas para cada usuario. Se supondrá que la red de transporte de gas natural es una buena aproximación para entender cuáles son las regiones con buena accesibilidad a dicho recurso, y por lo tanto donde es conveniente el uso de estas tecnologías. En el la página web de ENARGAS⁴¹ se puede encontrar el mapa de la red de gas natural nacional. Del mismo se desprende la Figura IV-1 donde se ve de forma más esquemática las regiones con red de gas, los colores representan las regiones definidas al tratar el sistema eléctrico en el primer capítulo. Para este trabajo las zonas con buena provisión de gas natural son: CEN; BAS; GBA; COM; CUY; parte de LIT; parte de NOA.



Figura IV-1. Esquema de red de gas nacional por regiones según sistema eléctrico. Fuente: Enargas y propia.

⁴¹ Ente Nacional Regulador del Gas. <http://www.enargas.gov.ar/>

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

IV - 3.2. Tecnologías renovables

IV - 3.2.1. Celdas fotovoltaicas

Para definir las regiones del territorio propicias para la generación fotovoltaica se debe tener en cuenta la energía solar incidente por unidad de superficie. La misma varía, como se comentó antes, en función de la época del año, de la nubosidad, el ángulo de incidencia sobre la superficie y la latitud entre otros factores. Para realizar el análisis de esta sección se cuenta con la Figura IV-2. La misma muestra la energía solar recibida por metro cuadrado por día en verano (datos del mes de enero) y en invierno (datos del mes de julio).

Estos valores se terminarán de comentar a la hora de modelizar la generación de esta tecnología más tarde en este capítulo, por el momento basta con definir aquellas zonas con mejor recurso solar en función de su energía solar diaria por unidad de superficie. Para este trabajo las zonas propicias para la generación fotovoltaica son: NOA; NEA; CEN; LIT; CUY.

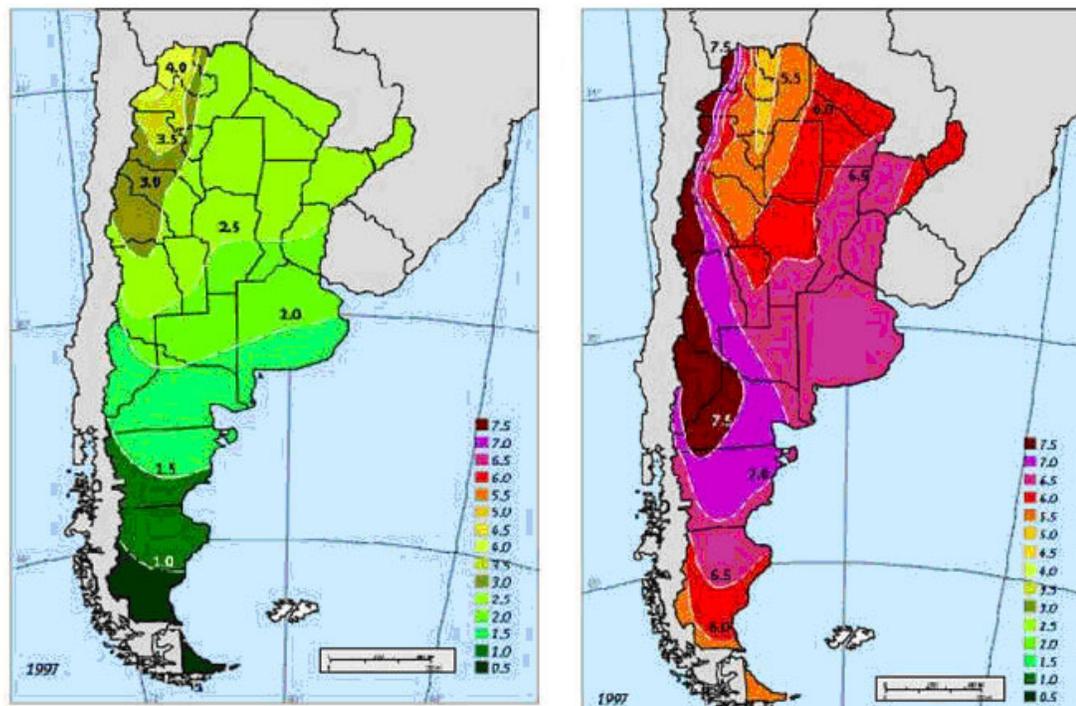


Figura IV-2. Valor medio de la irradiación solar global diaria recibida sobre una superficie horizontal [KWh/m²] en los meses de julio (izquierda) y enero (derecha) de 1997. Fuente: Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini; "Atlas de Energía Solar de la República Argentina"; 2007.

IV - 3.2.2. Turbina eólica

El recurso eólico argentino es relativamente importante. La utilización de energía eólica se realiza mediante el aprovechamiento de la velocidad del viento, por

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

esta razón la velocidad media anual del viento en el territorio resulta un buen indicador de aquellas regiones propicias para la instalación de turbinas eólicas. En la Figura IV-3 se puede ver la distribución de velocidades. Para este trabajo las zonas propicias para la generación eólica son: PAT; COM; parte de BAS; parte de CEN; parte de CUY.

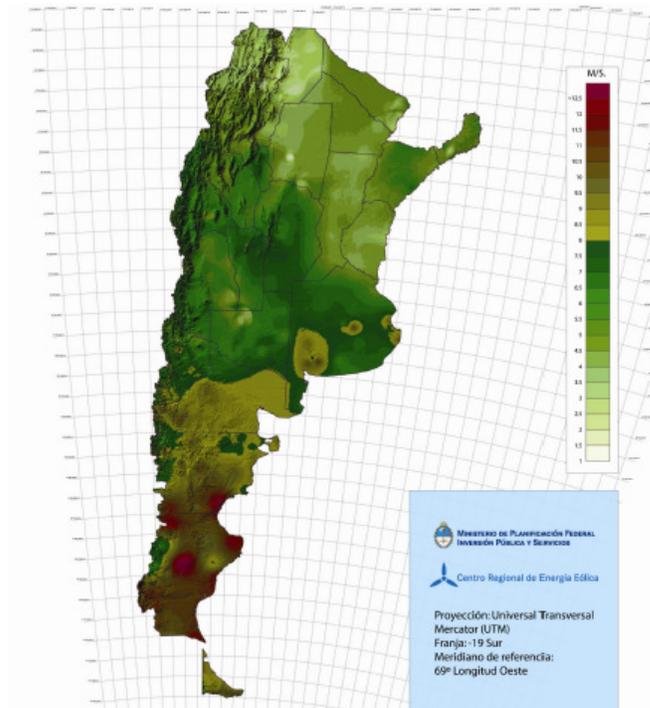


Figura IV-3. Mapa del Potencial Eólico Argentino (velocidad media anual del viento a 50 metros de altura). Fuente: Centro Regional de Energía Eólica.

IV - 4. Modelización del sistema

Habiendo entendido la distribución de los recursos energéticos en el territorio, en esta sección se definen los modelos a los que responderán las diferentes tecnologías al utilizar dichos recursos. De aquí surgirá la generación eléctrica y el consumo de los usuarios dentro del modelo económico. Se tomarán una serie de consideraciones para simplificar el proceso de modelización debido a la complejidad existente en el sistema analizado. Para modelizar este tipo de sistemas en este trabajo se realizará un análisis estático que permitirá llegar a conclusiones adecuadas, en línea con los objetivos de esta tesis.

Las tecnologías modelizadas tienen un tiempo de arranque, como se comentó brevemente a la hora de describirlas, y a su vez su eficiencia varía en función de la carga, es decir de la potencia de salida del dispositivo. Estos dos factores influyen en la generación y en los consumos de cada dispositivo, debido a que la generación por unidad de tiempo será menor durante el arranque ya que cambian las condiciones operativas, y el consumo variará debido al cambio de eficiencia por carga y las

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

condiciones de arranque. Estas condiciones no serán tenidas en cuenta dentro del modelo planteado, ya que implican un desarrollo mucho más en detalle que no forma parte de este trabajo.

IV - 4.1. Modelización Consumo Eléctrico

Para poder analizar la factibilidad de la aplicación de GD se debe analizar el consumo eléctrico promedio por usuario y la variación del mismo en función del tiempo.

En primer lugar definiremos una parte de la demanda que será el target para la implementación de GD. Se debe diferenciar entre la demanda de los agentes del MEM y la demanda proveniente del bombeo, las pérdidas y la exportación, como se comentó en el primer capítulo. Para el año 2009 la demanda de los agentes del MEM fue de 104.605 GWh, 94% de la total. Esta demanda representa todos los consumos de energía, tanto de usuarios como la destinada a servicios sanitarios, a alumbrado público, a riego y otros consumos que no pueden ser atribuidos a un usuario en particular. El correspondiente a usuarios de este total es aproximadamente 91.679 GWh, representando a nivel nacional el 82% de la demanda total. Los usuarios serán clasificados en este trabajo en cinco categorías según su actividad:

- Residenciales
- Comerciales
- Comerciales Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (GUMEM)
- Industriales
- Industriales GUMEM

Por simplificación se consideran los consumos promedios anuales para cada tipo de usuario, estandarizando su demanda por provincia y por usuario. Para esto se cuenta con la información de CAMMESA sobre la demanda de electricidad y los informes de la Secretaría de Energía, donde se pueden obtener la cantidad de usuarios por grupo. Cruzando ambas bases se puede llegar a un valor estimado de consumo promedio por tipo de usuario que se considera apto para modelar el consumo de electricidad. En la Tabla IV-4 se ven los valores obtenidos para la energía consumida promedio mensual por usuario y en la Tabla IV-5 la potencia promedio mensual por usuario. Para algunas provincias el valor de los grandes usuarios es cero debido a que la información utilizada así lo detallaba.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Zona	Provincia	Consumo de energía eléctrica promedio mensual [KWh/usuario]				
		Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
CUY	San Juan	298	911	100.180	2.269	169.320
CUY	Mendoza	228	504	145.857	12.241	2.916.408
COM	Neuquén	229	1.113	4.389.648	23.393	4.112.592
COM	Río Negro	197	970	124.001	11.768	854.415
COM	La Pampa	194	591	10.802	10.042	244.843
NOA	Salta	234	1.169	173.699	5.919	199.035
NOA	Jujuy	201	978	108.499	20.833	2.832.788
NOA	La Rioja	328	1.330	133.702	11.545	557.478
NOA	Tucuman	236	771	123.366	41.643	1.261.701
NOA	Sgo del Estero	258	723	100.908	1.885	993.882
NOA	Catamarca	175	914	95.917	15.485	2.928.392
CEN	San Luis	261	1.174	126.984	20.896	336.294
CEN	Cordoba	216	719	144.112	31.935	2.368.474
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	305	1.335	244.980	3.262	670.509
BAS	Buenos Aires (resto)	159	775	78.092	24.493	2.049.104
LIT	Santa Fe	223	2.070	317.463	2.642	4.009.437
LIT	Entre Rios	270	959	133.889	20.685	1.826.874
NEA	Chaco	361	1.039	445.422	4.489	563.448
NEA	Formosa	390	1.399	59.320	1.201	291.173
NEA	Misiones	274	986	N/D	9.864	284.467
NEA	Corrientes	246	595	612.035	960	1.875.747
PAT	Chubut	196	685	135.595	25.096	6.183.544
PAT	Santa Cruz	190	557	N/D	37.469	2.406.867
PAT	Tierra del Fuego	253	1.122	N/D	22.810	N/D

Tabla IV-4. Energía eléctrica consumida promedio mensual por tipo de usuario, por provincia. Fuente: CAMMESA y Secretaría de Energía.

Por otro lado se debe entender la variación en consumo con el paso del tiempo. La potencia demandada es la energía consumida en un determinado instante, la misma varía a lo largo del día y a lo largo del año, pudiéndose analizar como una estacionalidad en la demanda. Se considera que la estacionalidad anual se presenta únicamente en las demandas de los usuarios residenciales y comerciales (tanto GUMEM como no), asumiendo que los usuarios industriales demandan una potencia constantes para los diferentes meses ya que se debe principalmente a actividades productivas. De esta manera el consumo estándar obtenido para el primer grupo de usuarios debe ser afectado por un coeficiente de estacionalidad para llegar al consumo mensual y por un segundo coeficiente para determinar la potencia demandada en cada instante durante un día. Esto último es lo comentado en el primer capítulo cuando se hace referencia a la curva de carga diaria, donde existen horarios de punta, intermedios y de base.

Habiendo entendido estas características del consumo resta determinar la potencia del dispositivo de GD a instalar para cada usuario, esto depende de cada tecnología y será definido al tratar los respectivos modelos.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Zona	Provincia	Demanda de potencia promedio mensual [W/usuario]				
		Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
CUY	San Juan	408	1.247	137.233	3.108	231.945
CUY	Mendoza	313	690	199.803	16.768	3.995.079
COM	Neuquén	314	1.524	6.013.217	32.045	5.633.687
COM	Río Negro	269	1.329	169.864	16.120	1.170.431
COM	La Pampa	265	809	14.797	13.756	335.401
NOA	Salta	320	1.601	237.943	8.109	272.650
NOA	Jujuy	276	1.340	148.629	28.538	3.880.531
NOA	La Rioja	450	1.822	183.153	15.815	763.669
NOA	Tucuman	323	1.056	168.995	57.046	1.728.358
NOA	Sgo del Estero	354	990	138.230	2.582	1.361.482
NOA	Catamarca	239	1.253	131.393	21.212	4.011.495
CEN	San Luis	357	1.608	173.951	28.625	460.677
CEN	Cordoba	297	985	197.414	43.747	3.244.484
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	418	1.829	335.589	4.468	918.506
BAS	Buenos Aires (resto)	217	1.062	106.975	33.553	2.806.991
LIT	Santa Fe	305	2.835	434.881	3.619	5.492.380
LIT	Entre Rios	370	1.314	183.410	28.335	2.502.567
NEA	Chaco	495	1.423	610.167	6.149	771.846
NEA	Formosa	534	1.917	81.260	1.645	398.867
NEA	Misiones	376	1.351	0	13.512	389.681
NEA	Corrientes	337	815	838.404	1.315	2.569.516
PAT	Chubut	268	938	185.747	34.378	8.470.608
PAT	Santa Cruz	261	763	0	51.327	3.297.078
PAT	Tierra del Fuego	347	1.537	0	31.246	0

Tabla IV-5. Demanda de potencia promedio mensual por tipo de usuario, por provincia. Fuente: CAMMESA y Secretaría de Energía.

IV - 4.2. Modelización Tecnologías

Para cada tecnología se debe modelizar la energía generada al año y, en el caso de utilizar combustibles fósiles, el consumo que se tiene de estos. La energía generada al año depende de una serie de variables para cada tipo de tecnología. A su vez se determinará la capacidad a instalar para cada usuario teniendo en cuenta el consumo eléctrico de los mismos y las variables de cada tecnología.

IV - 4.3. Sistema CHP

Como se comento antes en el trabajo los sistemas CHP utilizan el calor residual del proceso de generación de energía eléctrica para satisfacer la demanda de energía para calefacción y calentamiento. Partiendo de este principio actualmente existen dos estrategias generales para operar un sistema CHP, en una estrategia liderada por la demanda eléctrica o una estrategia liderada por la demanda térmica. Esto quiere decir que los sistemas operarán conforme se demande electricidad o se demande calor. Según diversos trabajos realizados sobre el tema los mayores beneficios son obtenidos cuando es aplicada una estrategia liderada por la demanda térmica, dejando para futuros trabajos el análisis de este concepto en profundidad.

De esta manera definiremos que la generación eléctrica de los sistemas CHP será función del consumo de energía para generar calor de los diferentes usuarios. Para modelizar la demanda de energía térmica se utilizará el consumo de gas por ser la principal fuente utilizada para abastecerla en Argentina.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

En primer lugar se debe entender lo que significa la demanda de energía térmica para los usuarios residenciales y comerciales. La energía térmica es la energía demandada para cambiar una temperatura con un cierto fin, por ejemplo calentar el agua para una ducha o calentar agua para por medio de un radiador calentar un ambiente. En este trabajo se considera que la temperatura a cambiar es la correspondiente a un fluido, comúnmente agua. Para esto surgen diversas alternativas, una opción es la de tener almacenada agua en tanque a cierta temperatura deseada para su uso como agua caliente y como fluido para calefacción. La temperatura del tanque varía conforme se utilice el agua almacenada a la temperatura deseada y entre nuevo fluido a una temperatura menor y conforme el tanque pierda calor por la menor temperatura del entorno. De esta manera al tanque se le suministra calor por el sistema CHP para mantener la temperatura deseada. En este sistema de suministro de energía térmica el tanque de agua funciona como un amortiguador entre la demanda y la oferta, disminuyendo los posibles picos de consumo de gas. Este tipo de sistemas es más adecuado para los sistemas de CHP ya que hace que la operación del sistema sea constante, y de esta manera reduce los encendidos alargando la vida del equipo y mejora su eficiencia de operación. En este trabajo se asume este tipo de configuración, aunque en la Argentina no sea el tipo de instalación más tradicional.

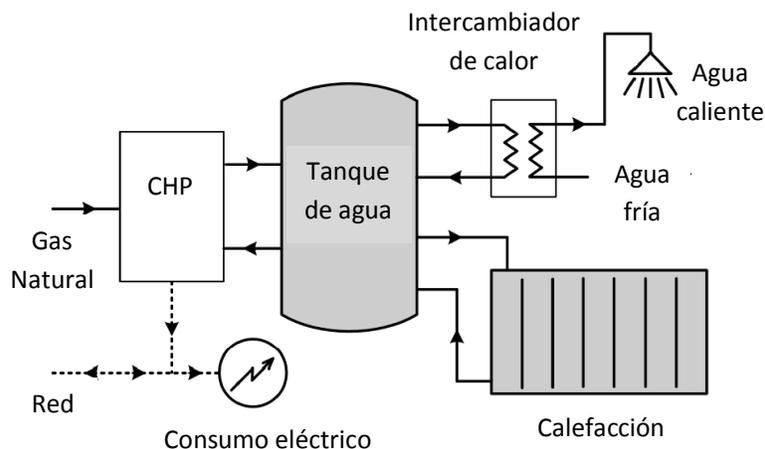


Figura IV-4. Configuración sistema CHP. Fuente: Michiel Howing; "Smart Heat and Power, Utilizing the Flexibility of Micro Cogeneration"; 2010.

Para futuros trabajos puede ser un tema de evaluación dichas configuraciones, pero por el momento el presente asumirá este sistema debido a que es el de mayor conveniencia para los sistemas CHP. La configuración utilizada se puede ver en la Figura IV-4.

Otra de las consideraciones a realizar con respecto al sistema CHP y su dimensionamiento es la utilización de un quemador auxiliar. Esto permite generar el calor demandado en caso de no poder hacerlo con la tecnología propiamente dicha. Este tipo de soluciones es común en equipos domiciliarios para evitar que quede sobredimensionada la unidad, debido a que la variación del consumo es muy importante. El sobredimensionamiento causa que la unidad trabaje continuamente a baja

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

carga y menor eficiencia y sufra repetidos encendidos y apagados que acortan la vida útil de la unidad, tal como sucede a no disponer en el sistema del reservorio de agua. Esta opción se considera en este trabajo para todas las tecnologías aplicadas a los usuarios residenciales y comerciales que no son grandes usuarios, ocasionando que una pequeña parte del consumo de gas no traiga aparejado la generación eléctrica ya que el quemador auxiliar no tiene tal virtud.

Entendiendo esto, las ecuaciones que entran en juego a la hora de entender la generación de energía y el consumo de combustibles fósiles con un sistema CHP son las siguientes:

$$E_{e \text{ gen CHP}} = g_{\text{CHP}} \times \eta_{e \text{ CHP}} \quad (1)$$

$$E_{t \text{ gen CHP}} = g_{\text{CHP}} \times \eta_{t \text{ CHP}} \quad (2)$$

$$E_{\text{Auxiliar}} = g_{\text{Auxiliar}} \times \eta_{\text{Auxiliar}} \quad (3)$$

$$E_{t \text{ demandada}} = g_c \times \eta_c = g_{\text{Auxiliar}} \times \eta_{\text{auxiliar}} + g_{\text{CHP}} \times \eta_{c \text{ CHP}} \quad (4)$$

$$(E_{e \text{ gen CHP}} / \eta_{e \text{ CHP}}) \times \eta_{c \text{ CHP}} = (g_c \times \eta_c - g_{\text{Auxiliar}} \times \eta_{\text{auxiliar}}) \quad (5)$$

Donde g_{CHP} es el gas consumido por la unidad CHP expresado en KWh del intervalo de tiempo considerado y $\eta_{e \text{ CHP}}$ es la eficiencia eléctrica de la unidad CHP mientras que $\eta_{t \text{ CHP}}$ es la eficiencia térmica. La energía térmica generada por la unidad CHP es $E_{t \text{ gen CHP}}$ y $E_{e \text{ gen CHP}}$ la energía eléctrica producida. Por otro lado el quemador auxiliar tiene su consumo de gas, g_{Auxiliar} , y su eficiencia, η_{Auxiliar} , que estimaremos igual a la unidad. Al multiplicar ambos se obtiene la energía del quemador auxiliar, E_{Auxiliar} . A su vez, para determinar cuál es la demanda de energía térmica del usuario, se considera el consumo de gas expresado en energía para cada mes del año, g_c , y la eficiencia del sistema térmico con que cuenta el usuario para transformar el consumo de gas en energía, η_c , que también asumiremos igual a la unidad ya que por lo general estos sistemas son muy eficientes. El consumo total de gas por el usuario será la suma de g_{CHP} y g_{Auxiliar} .

Para determinar la energía generada por la unidad CHP, tanto térmica como eléctrica, se debe definir la potencia del sistema. Con la potencia térmica, $P_{t \text{ CHP}}$, se abastecerá la demanda térmica mensual y al hacerlo se estará generando electricidad. La máxima cantidad de energía a generar por el equipo es la obtenida al operar todas las horas durante el intervalo de tiempo considerado operando a la potencia máxima. Aquella energía que no sea generada por la tecnología propiamente dicha debido a la falta de capacidad, será generada por el quemador auxiliar pero sin generar electricidad. Así se definen las siguientes ecuaciones que permiten entender lo explicado:

$$E_{t \text{ gen CHP}} = P_{t \text{ CHP}} \times t_{\text{calendario}} \quad (6)$$

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

$$E_{t \text{ demandada}} = \begin{cases} E_{t \text{ gen CHP}} & , \text{ si } E_{t \text{ demandada}} \leq \text{Max} (E_{t \text{ CHP}}) \\ E_{\text{Auxiliar}} + E_{t \text{ gen CHP}} & , \text{ si } E_{t \text{ demandada}} > \text{Max} (E_{t \text{ CHP}}) \end{cases} \quad (7)$$

De esta manera dada una determinada demanda térmica, se calcula si esta puede ser abastecida por la tecnología CHP o si a su vez se requiere del quemador auxiliar. Para hacer esto se requiere definir la potencia a instalar para cada usuario y su consumo de gas. A continuación se presenta el análisis realizado para determinar dicho consumo, y luego se definen las potencias a instalar.

IV - 4.3.1. Consumo de gas

El consumo de gas requiere un análisis profundo, sin embargo debido a que no forma parte principal de este trabajo será abordado de manera sencilla pero con resultados efectivos.

El sistema de gas es muy similar al sistema eléctrico en cuanto a su estructura. Cuenta con productores de gas, transportistas, distribuidores y consumidores. Los consumidores pueden recibir el gas por diferentes medios, los principales son: por red; por garrafas que son provistas por el distribuidor de la zona; por una red de la zona que no forma parte del gasoducto central y que administra un subdistribuidor de la zona. Además existe la posibilidad de ser un gran consumidor, como los GUMEM del mercado eléctrico, y de entrar en esta categoría se puede optar por recibir el gas por by pass físico o by pass comercial. La primera categoría se refiere a clientes que compran el gas por su cuenta a un proveedor y no al distribuidor, y la segunda son clientes que compran el gas directamente a los productores y se conectan con las transportistas a través de sus propios ramales de alimentación. Por último existen los usuarios que consumen el gas en boca de pozo, considerados off system.

Con esta información se debe identificar el consumo de gas de los usuarios definidos para el consumo eléctrico. Para los usuarios residenciales y comerciales se puede obtener el número de usuarios y el consumo por mes fácilmente ya que todos son abastecidos por distribuidoras, y sus datos son publicados en los datos operativos de ENARGAS. Por el contrario los usuarios industriales pueden estar provistos por distribuidores, o en caso de ser un gran usuario puede optar por ser provistos por la modalidad de by pass comentada antes. De esta manera el consumo promedio por usuario es complicado de obtener ya que no se cuenta con la cantidad de usuarios por tipo haciendo esta distinción. En este trabajo se utilizará para calcular el consumo promedio la información presentada por las distribuidoras para los diferentes tipos de usuarios, incluyendo industriales, debido a la falta de disponibilidad de mayor información. Por otro lado, de este consumo promedio estimado se debe identificar aquel que puede ser reemplazado por la energía térmica producida por el sistema CHP.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Esto quiere decir que no todo el consumo de gas actual tiene como destino actividades que pueden ser reemplazadas por la utilización del calor residual de las unidades CHP, como puede ser para los usuarios residenciales el gas utilizado para cocinar. Esta parte consumo reemplazable puede variar según el tipo de usuario y se pasan a comentar los criterios asumidos para este trabajo. Para los usuarios residenciales y comerciales se supone que el consumo promedio de los meses de verano (considerados en este trabajo a diciembre, enero y febrero) se debe únicamente a cocina y calentamiento de agua, 50% para cada actividad, y que los mismos se mantienen constantes a lo largo del año. De esta manera el consumo restante que surge en los diferentes meses será debido a calefacción. Considerando en definitiva como actividades reemplazables el calentamiento de agua y la calefacción. Por otro lado los industriales demandan energía térmica para los procesos industriales principalmente, y en un segundo plano para calefacción, calentamiento de agua y otras actividades. Este consumo por lo tanto no varía tanto como el de los otros usuarios a lo largo del año, tal como se analizó para el consumo eléctrico, asumiéndose constante. Del total de este consumo solo una parte puede ser reemplazado, ya que por ejemplo el gas consumido por lo altos hornos para generar la temperatura necesaria por el proceso de reducción no puede ser reemplazado por un sistema CHP. Se asume, de manera pesimista, que únicamente el 20% de este consumo puede ser reemplazado por la energía térmica producida en los sistemas de CHP.

En definitiva la información respectiva a los consumos queda definida en la Tabla IV-6, expresada en KWh asumiendo una energía promedio del gas de 9300 kcal/m³.

Como se dijo antes, para los usuarios comerciales y residenciales se considera que el consumo para calentamiento de agua es constante a lo largo del año y por lo tanto se trata del valor promedio que aparece en la Tabla IV-6. El consumo en calefacción que aparece en la tabla es el promedio del consumo restante al destinado para calentamiento de agua y cocinar, presente en los meses restantes a los considerados como meses de verano. Este consumo aumenta fuertemente en los meses de junio, julio y agosto y luego disminuye en los meses restantes para obtener el valor promedio informado. La variación de este consumo se verá reflejado en la generación de energía de los sistemas CHP y a su vez tendrá que ser considerado para definir la capacidad del dispositivo.

Por otro lado, tal como se comento antes, solo los usuarios industriales son diferenciados en grandes usuarios pero estos no son considerados en los consumos de los distribuidores. De esta manera tendremos un consumo por usuario industrial y comercial, sin poder diferenciar en grandes usuarios como ocurre para el consumo eléctrico generando un dato que no representa el comportamiento de un usuario real, ya que asumimos que el consumo de gas puede diferenciarse tanto en usuarios grandes como en usuarios regulares. Para obtener un dato de consumo más cercano a la realidad y comparable con los consumos eléctricos se decidió mantener las proporciones entre usuarios grandes y usuarios regulares que se daban para el mercado eléctrico y aplicarla a los usuarios comerciales e industriales. De esta manera se obtiene un consumo de gas para usuarios grandes y usuarios regulares más cercano a la realidad. En las provincias

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

de Tierra del Fuego y de Santa Cruz no se consideran usuarios grandes para algunos casos debido a que lo mismo sucede con el sistema eléctrico.

Zona	Provincia	Consumo de gas en calefacción promedio mensual para los meses de invierno [KWh/usuarios]			Consumo de gas en calentamiento de agua promedio mensual [KWh/usuarios]			Consumo de gas promedio mensual reemplazable por sistemas CHP [KWh/usuario]	
		Residencial	Comercial no gran usuario	Comercial gran usuario	Residencial	Comercial no gran usuario	Comercial gran usuario	Industrial no gran usuario	Industrial gran usuario
CUY	San Juan	672	1.201	132.098	184	1.001	110.183	55.748	4.160.097
CUY	Mendoza	882	1.172	339.336	220	685	198.486	59.698	14.223.487
COM	Neuquén	2.492	1.118	4.409.610	423	279	1.099.532	70.793	12.445.831
COM	Río Negro	2.823	3.613	461.887	335	1.060	135.476	48.556	3.525.461
COM	La Pampa	1.115	1.735	31.735	83	594	10.861	14.115	344.131
NOA	Salta	319	1.062	157.860	169	1.469	218.305	15.505	521.347
NOA	Jujuy	342	1.665	184.671	129	1.423	157.859	8.168	1.110.666
NOA	La Rioja	509	1.501	150.884	165	1.939	194.981	35.283	1.703.681
NOA	Tucuman	255	1.436	229.762	171	1.412	225.865	48.386	1.465.997
NOA	Sgo del Estero	268	1.088	151.900	138	1.083	151.144	3.732	1.968.422
NOA	Catamarca	421	1.261	132.329	175	1.944	203.979	49.933	9.443.054
CEN	San Luis	937	3.842	415.664	191	2.882	311.843	39.202	630.907
CEN	Cordoba	721	1.334	267.366	176	945	189.391	82.669	6.131.053
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	663	1.166	213.930	168	1.007	184.806	3.167	651.132
BAS	Buenos Aires (resto)	834	1.544	155.441	185	1.182	118.992	19.702	1.648.227
LIT	Santa Fe	590	1.348	206.763	185	1.030	158.073	34.330	52.104.271
LIT	Entre Rios	963	2.404	335.573	153	812	113.307	71.897	6.350.016
NEA	Chaco								
NEA	Formosa								
NEA	Misiones								
NEA	Corrientes								
PAT	Chubut	3.072	3.873	767.017	446	1.022	202.359	86.456	21.302.300
PAT	Santa Cruz	4.086	6.409	-	1.563	2.123	-	32.798	2.106.865
PAT	Tierra del Fuego	3.016	11.071	-	2.571	5.192	-	25.684	0

Tabla IV-6. Consumo de gas promedio mensual por tipo de usuario, tipo de actividad y por provincia. Fuente: ENARGAS.

Finalmente resulta relevante aclarar que se utilizó como el número de usuarios, sobre el cual distribuye el consumo, el promedio del periodo temporal correspondiente debido a que el número variaba mes a mes en algunos casos.

IV - 4.3.2. Capacidad y tecnología por usuario

Para definir la capacidad por usuario en el caso de los sistemas CHP se debe considerar, además de las potencias disponibles para cada tecnología, la variabilidad que presenta la demanda térmica por usuario a lo largo del tiempo, tal como se hizo con el consumo eléctrico.

Como se dijo antes se asumen constantes durante todo el año el consumo de los usuarios industrial y el consumo para calentar agua de los usuarios comerciales y residenciales. El consumo que fluctúa con el paso del tiempo de manera relevante es el debido a calefacción, y es el que determinará en últimas instancias la capacidad de la unidad.

Pasemos a interpretar la variación mensual del consumo de energía térmica. Claramente el pico de dicho consumo se da en los meses de invierno, el momento de mayor frío y por tal mayor necesidad de calentamiento. Para el 2009 el pico de demanda fue en el mes de julio, como suele ocurrir generalmente. A este pico a su vez se le debe agregar el pico de consumo diario, que en comparación con el consumo eléctrico tiene fluctuaciones más leves.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Teniendo en cuenta esto y la configuración definida para el sistema CHP comentada antes, se pasa a definir la potencia a cubrir por el dispositivo. Para los usuarios residenciales y comerciales no grandes usuarios la potencia térmica a instalar será superior en un 10% a la potencia térmica promedio del año, y de superar esta potencia se trabajará con el quemador auxiliar. Se asume que el quemador auxiliar puede llegar a la generar 20 KW de potencia máxima de ser necesario. Para los grandes usuarios comerciales la potencia térmica a instalar debe cubrir el pico de potencia, ya que para estas demandas no se utiliza quemadores. A partir de este razonamiento el equipo se dimensiona para cubrir la potencia promedio del mes de julio más un 10% para incluir las pequeñas fluctuaciones diarias. Para los usuarios industriales la capacidad a instalar será un 5% mayor a la potencia térmica promedio diaria, asumiendo esta constante durante todo el año por lo comentado antes, para cubrir algún evento extraordinario llegado el caso.

Finalmente queda definir la tecnología a utilizar por usuario dependiendo de las características de la tecnología, de su ratio entre la generación de calor y la de electricidad (ratio E/T) y las características de los diferentes usuarios, clasificando los mismos dentro de las categorías del mercado eléctrico. De esta manera se esta asumiendo que los grandes usuarios eléctricos son a su vez grandes usuarios de gas. A su vez se asume un ratio E/T fijo y definido por tecnología, aunque esto en el mercado no se da de esta manera se realiza de esta manera debido a que una consideración más en detalle extendería demasiado el análisis y nos apartaría de los objetivos principales del trabajo.

Para llevar adelante la asignación de tecnologías se calcula el ratio entre la Potencia eléctrica promedio para el año por usuarios y la Potencia térmica a instalar (ratio E/T), cuyo cálculo se comento antes. Se seleccionará aquella tecnología con el ratio E/T más similar al calculado para cada usuario. Con esta metodología pueden ocurrir dos situaciones, que el ratio no se ajuste perfectamente al ratio de una tecnología o que la potencia eléctrica a instalar no esté dentro de los límites de la tecnología con ratio más similar. Para la primera situación, se tomará el ratio más cercano y se reducirán los desvíos con respecto a las potencias tomadas como estándar lo mínimo posible, aceptando que la potencia eléctrica instalada sea menor a la promedio del año en algunos casos. Para la segunda situación, si la potencia eléctrica a instalar es menor a la mínima disponible para esa unidad, se opta por la menor potencia eléctrica disponible, y en caso de ser mayor por la mayor. Esto implica en el primer caso un sobredimensionamiento tanto térmico como eléctrico, y lo que se intentará en estos casos reducir al mínimo posible el térmico por medio de un cambio de tecnología. Por otro lado en el segundo caso nunca se podrá llegar a cubrir toda la potencia eléctrica del usuario, debiendo recurrir a la red pero sin mayores consecuencias. Con estos comentarios considerados, la propuesta de este trabajo para los sistemas CHP queda definida en la Tabla IV-7, la cual se encuentra dividida en tres partes (a, b y c) por su extensión.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

No para todos los usuarios se barajaron todas las tecnologías. Para empezar los MCI no serán considerados debido a que no presentan grandes potencialidades para el futuro. Para todos los usuarios se considera la instalación motores Stirling, de celdas de combustible PEMFC y microturbinas. Los primeros son indicados debido a que su alto ratio de calor/electricidad resulta adecuado para aquellos usuarios con alto consumo de energía térmica debido pero un consumo eléctrico similar al resto de las provincias. Por otro lado, son más silenciosos que las otras tecnologías, haciéndolos indicados para todo tipo de usuarios. A su vez se existen potenciales desarrollos futuros para utilizarlos mediante concentradores solares y de esta manera convertirlos en una tecnología renovable. La segunda alternativa evaluada se trata de las celdas de combustible PEMFC para el resto de las regiones, debido a que también se tratan de equipos silenciosos y aptos para este tipo de usuarios. Se consideran las PEMFC en lugar de otras celdas de combustible debido a su mayor desarrollo comercial. A su vez, si bien se trata de una tecnología que implica una alta inversión inicial se estima una bajada en el precio de la misma con la mayor penetración comercial esperada para los próximos años. Además permite la utilización de hidrogeno, la fuente de energía del futuro para muchos investigadores energéticos y empresas líderes del mercado. La tercera opción presenta potencialidades para el futuro pudiendo alcanzar mejores eficiencias. Para los grandes usuarios se consideran las turbinas de gas y las celdas de combustible PAFC, preferibles para grandes usuarios debido a su mayor tamaño y forma de operación. Sin embargo según el análisis realizado ningún usuario parece adecuado para la implementación de turbinas de gas.

Zona	Provincia	Tecnología	Potencia eléctrica a instalar [KW]	Potencia Térmica a instalar
Residenciales				
CUY	San Juan	PEMFCs	1,0	2,0
CUY	Mendoza	PEMFCs	1,0	2,0
COM	Neuquén	Microturbinas	1,4	3,5
COM	Rio Negro	Microturbinas	1,5	3,7
COM	La Pampa	PEMFCs	1,0	2,0
NOA	Salta	PEMFCs	1,0	2,0
NOA	Jujuy	PEMFCs	1,0	2,0
NOA	La Rioja	PEMFCs	1,0	2,0
NOA	Tucuman	PEMFCs	1,0	2,0
NOA	Sgo del Estero	PEMFCs	1,0	2,0
NOA	Catamarca	PEMFCs	1,0	2,0
CEN	San Luis	PEMFCs	1,0	2,0
CEN	Cordoba	PEMFCs	1,0	2,0
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	PEMFCs	1,0	2,0
BAS	Buenos Aires (resto)	PEMFCs	1,0	2,0
LIT	Santa Fe	PEMFCs	1,0	2,0
LIT	Entre Rios	PEMFCs	1,0	2,0
NEA	Chaco	-	-	-
NEA	Formosa	-	-	-
NEA	Misiones	-	-	-
NEA	Corrientes	-	-	-
PAT	Chubut	Motores Stirling	1,0	5,0
PAT	Santa Cruz	Motores Stirling	1,4	7,0
PAT	Tierra del Fuego	Motores Stirling	1,5	7,3

Tabla IV-7 (a). Sistemas CHP en usuarios residenciales.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Zona	Provincia	Tecnología	Potencia eléctrica a instalar [KW]	Potencia Térmica a instalar	Tecnología	Potencia eléctrica a instalar [KW]	Potencia Térmica a instalar
Comercial no GUMEM				Comercial GUMEM			
CUY	San Juan	Microturbinas	1,2	2,9	Motores Stirling	136	680
CUY	Mendoza	Microturbinas	1,0	2,4	Motores Stirling	309	1.543
COM	Neuquén	PEMFCs	1,0	2,0	Microturbinas	5.791	13.898
COM	Río Negro	Motores Stirling	1,1	5,7	Motores Stirling	288	1.440
COM	La Pampa	Microturbinas	1,2	2,9	Motores Stirling	24	120
NOA	Salta	Microturbinas	1,4	3,4	Motores Stirling	170	852
NOA	Jujuy	Microturbinas	1,7	4,0	Motores Stirling	139	695
NOA	La Rioja	Microturbinas	1,9	4,6	Motores Stirling	165	824
NOA	Tucuman	Microturbinas	1,6	3,8	Motores Stirling	188	938
NOA	Sgo del Estero	Microturbinas	1,2	2,9	Motores Stirling	171	857
NOA	Catamarca	Microturbinas	1,8	4,4	Motores Stirling	162	808
CEN	San Luis	Motores Stirling	1,7	8,7	Motores Stirling	402	2.008
CEN	Cordoba	Microturbinas	1,2	2,9	Motores Stirling	275	1.373
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	PEMFCs	1,4	2,8	Microturbinas	371	890
BAS	Buenos Aires (resto)	Microturbinas	1,5	3,5	Motores Stirling	141	707
LIT	Santa Fe	PEMFCs	1,5	3,1	PEMFCs	432	864
LIT	Entre Rios	Microturbinas	1,6	3,9	Motores Stirling	337	1.683
NEA	Chaco	-	-	-	-	-	-
NEA	Formosa	-	-	-	-	-	-
NEA	Misiones	-	-	-	-	-	-
NEA	Corrientes	-	-	-	-	-	-
PAT	Chubut	Motores Stirling	1,2	5,9	Motores Stirling	478	2.388
PAT	Santa Cruz	Motores Stirling	2,1	10,4	-	-	-
PAT	Tierra del Fuego	Motores Stirling	4,1	20,3	-	-	-

Tabla IV-7 (b). Sistemas CHP en usuarios comerciales.

Zona	Provincia	Tecnología	Potencia eléctrica a instalar [KW]	Potencia Térmica a instalar	Tecnología	Potencia eléctrica a instalar [KW]	Potencia Térmica a instalar
Industrial no GUMEM				Industrial GUMEM			
CUY	San Juan	Motores Stirling	16	80	Motores Stirling	1.197	5.984
CUY	Mendoza	Motores Stirling	17	86	Motores Stirling	4.092	20.458
COM	Neuquén	Microturbinas	42	102	Microturbinas	7.459	17.902
COM	Río Negro	Motores Stirling	14	70	Motores Stirling	1.014	5.071
COM	La Pampa	PEMFCs	10	20	PAFCs	315	495
NOA	Salta	Microturbinas	9	22	Microturbinas	312	750
NOA	Jujuy	PEMFCs	6	12	PAFCs	1.017	1.598
NOA	La Rioja	Microturbinas	21	51	Microturbinas	1.021	2.451
NOA	Tucuman	PEMFCs	35	70	PAFCs	1.342	2.109
NOA	Sgo del Estero	PEMFCs	3	5	PEMFCs	1.416	2.831
NOA	Catamarca	Motores Stirling	14	72	Motores Stirling	2.716	13.582
CEN	San Luis	PEMFCs	28	56	PEMFCs	454	907
CEN	Cordoba	Microturbinas	50	119	Microturbinas	3.674	8.819
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	PEMFCs	2	5	PAFCs	596	937
BAS	Buenos Aires (resto)	PEMFCs	14	28	PAFCs	1.509	2.371
LIT	Santa Fe	Motores Stirling	10	49	Motores Stirling	14.989	74.944
LIT	Entre Rios	Motores Stirling	21	103	Motores Stirling	1.827	9.134
NEA	Chaco	-	-	-	-	-	-
NEA	Formosa	-	-	-	-	-	-
NEA	Misiones	-	-	-	-	-	-
NEA	Corrientes	-	-	-	-	-	-
PAT	Chubut	Motores Stirling	25	124	Motores Stirling	6.128	30.640
PAT	Santa Cruz	PEMFCs	24	47	PAFCs	1.928	3.030
PAT	Tierra del Fuego	PEMFCs	18	37	-	-	-

Tabla IV-7 (c). Sistemas CHP en usuarios industriales.

En la Tabla IV-7 se ven potencias a instalar cuyo valor posiblemente no se encuentre en el mercado ya que son muy específicos, pero debido a que se trata de un estudio general para evaluar la potencialidad de aplicar GD en el territorio se trabajará con estos valores.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

IV - 4.4. Generación eólica

Para analizar la generación eólica se debe entender que la misma es función de tres variables fundamentales: la velocidad del viento, que varía con la locación y la altura del dispositivo; la eficiencia para utilizar este fluido, dependiendo de los dispositivos; la cantidad de fluido que entra en contacto con el dispositivo, dependiendo del diámetro de las paletas. Los dispositivos tienen una capacidad nominal definida para cierta velocidad del viento y una eficiencia que varía en función de la potencia generada, que como se dijo depende de la velocidad del viento. La potencia generada por una turbina eólica se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$P_{e \text{ eólica}} = (v^3 \times \rho \times 1/2) \times (\pi \times d^2 \times 1/4) \times \eta_{e \text{ eólica}} \quad (8)$$

Donde v es la velocidad del viento, ρ es la densidad del aire, d es el diámetro de la turbina y $\eta_{e \text{ eólica}}$ es la eficiencia de la turbina para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica.

Sin embargo para este trabajo simplificaremos el análisis y trabajaremos con el concepto de factor de intermitencia o factor de capacidad. El mismo es el porcentaje de la energía generada por la turbina realmente con respecto a la energía que generaría durante el tiempo considerado trabajando a potencia nominal. Este factor es función de la velocidad del viento de la zona, la frecuencia de estos vientos y del diseño del dispositivo. El factor de intermitencia, que llamaremos α en este trabajo, se puede entender como:

$$E_{e \text{ gen eólica real}} / E_{e \text{ gen eólica nominal}} = \alpha \quad (9)$$

También se puede analizar utilizando la potencia como:

$$P_{e \text{ eólica real promedio}} \times t_{\text{calendario}} / P_{e \text{ eólica nominal}} \times t_{\text{calendario}} = \alpha \quad (10)$$

En este trabajo se considera un factor de intermitencia de la región y se aplica el mismo para todos los tamaños de turbina por igual, asumiendo que las eficiencias nominales y reales durante la operación son similares y además que existe la misma proporción entre las velocidades reales a la que son sometidos los equipos y las velocidades nominales. Bajo estas hipótesis podemos concluir que la utilización de un factor de intermitencia representativo por región no resulta un procedimiento erróneo para el tipo de análisis que se plantea en este trabajo. A su vez dicho factor ya incluye la eficiencia de los equipos.

Entonces para determinar la energía eléctrica generada mediante una turbina eólica se utilizará la siguiente ecuación:

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

$$E_{e \text{ gen eólica}} = \alpha \times P_{e \text{ eólica nominal}} \times t_{\text{calendario}} \quad (11)$$

El tiempo calendario es el tiempo total durante el que debería estar generando la turbina de existir las condiciones de viento requeridas para tal fin medido en horas. Para analizar los datos en todo el territorio se utilizó el SIG⁴² eólico. El mismo permite identificar la velocidad del viento en todo el territorio nacional, con frecuencias de vientos y evoluciones a diferentes alturas. A su vez se presentan una serie de turbinas del mercado para realizar los análisis de la energía generada para cada región para los diferentes tamaños de dispositivos, con su respectivo factor de capacidad anual. Para obtener un factor de intermitencia por región se utiliza un modelo en particular como representativo, validando que el mismo sea similar al de los otros modelos. Se utiliza la turbina Vestas Wind System A/S-Vestas V63 de 1500 KW de capacidad de potencia. Para determinar sobre que regiones obtener el factor de intermitencia por provincia se tendrá en cuenta la distribución de población en los distintos departamentos provinciales tal como es informado en el censo nacional del año 2001. Así, se considerarán los valores de las zonas más pobladas, debido a que serán los usuarios los que instalarán las unidades GD, y la de las regiones con buen recurso eólico dentro de cada provincia. De esta manera se llegarán a dos valores de potencia a instalar por usuario, uno para zonas con buen recurso eólico y otro para el resto de la provincia. El factor de intermitencia anual considerado por provincia se presenta en la Tabla IV-8.

Zona	Provincia	Factor de intermitencia general[%]	Factor de intermitencia zona de buen recurso [%]
CUY	San Juan	19%	30%
CUY	Mendoza	11%	0%
COM	Neuquén	26%	31%
COM	Río Negro	32%	43%
COM	La Pampa	20%	30%
NOA	Salta	2%	7%
NOA	Jujuy	4%	0%
NOA	La Rioja	13%	25%
NOA	Tucuman	3%	10%
NOA	Sgo del Estero	10%	0%
NOA	Catamarca	24%	0%
CEN	San Luis	28%	33%
CEN	Cordoba	23%	24%
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	11%	0%
BAS	Buenos Aires (resto)	23%	47%
LIT	Santa Fe	10%	0%
LIT	Entre Rios	3%	0%
NEA	Chaco	8%	0%
NEA	Formosa	9%	0%
NEA	Misiones	8%	16%
NEA	Corrientes	10%	19%
PAT	Chubut	43%	57%
PAT	Santa Cruz	55%	0%
PAT	Tierra del Fuego	45%	0%

Tabla IV-8 (a). Factor de Intermitencia anual por región.

⁴² Sistema de Información Geográfico, Mapa eólico Nacional: <http://www.sigeolico.com.ar>. Creado por el Ministerio de Planificación Federal y el Centro Regional de Energía Eólica, con colaboración de diversas instituciones.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

La potencia a instalar será tal que le permita cubrir la energía consumida en el año al usuario en cuestión. De ser menor a la capacidad mínima para una turbina eólica, que se considera en 1 KW, se considera la mínima. Por otro lado en caso de superar el máximo considerado de 6 MW no representa un problema, ya que el usuario puede optar por la instalación de varias turbinas distribuidas, y al no superar el máximo comentado de lo considerado como GD para este trabajo la opción será tenida en cuenta.

En la Tabla IV-9, la cual se encuentra dividida en tres partes (a, b y c) por su extensión, se presentan las potencias a instalar por usuario y región. En aquellas provincias en las que el comportamiento del recurso eólico es regular sobre toda la superficie no se completan los datos referentes a zonas de buen recurso.

Por otro lado sucede lo mismo que se comento para las tecnologías CHP, las potencias a instalar son muy específicas y posiblemente no se comercialicen modelos con dichas capacidades en particular, sin embargo debido a la magnitud del análisis que se esta realizando se trabajan con dichos valores.

Zona	Provincia	Consumo EE promedio [KWh/año]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]	Potencia eléctrica a instalar zona de buen recurso [KW]
Residenciales				
CUY	San Juan	3.577	2	1
CUY	Mendoza	2.740	3	-
COM	Neuquén	2.749	1	1
COM	Río Negro	2.358	1	1
COM	La Pampa	2.324	1	1
NOA	Salta	2.806	19	5
NOA	Jujuy	2.413	6	-
NOA	La Rioja	3.939	4	2
NOA	Tucuman	2.826	12	3
NOA	Sgo del Estero	3.101	3	-
NOA	Catamarca	2.096	1	-
CEN	San Luis	3.128	1	1
CEN	Cordoba	2.597	1	1
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	3.663	4	-
BAS	Buenos Aires (resto)	1.904	1	1
LIT	Santa Fe	2.675	3	-
LIT	Entre Rios	3.238	12	-
NEA	Chaco	4.332	6	-
NEA	Formosa	4.681	6	-
NEA	Misiones	3.289	4	2
NEA	Corrientes	2.949	3	2
PAT	Chubut	2.351	1	1
PAT	Santa Cruz	2.283	1	-
PAT	Tierra del Fuego	3.036	1	-

Tabla IV-9 (a). Sistemas eólicos en usuarios residenciales.

Por otro lado sucede lo mismo que se comento para las tecnologías CHP, las potencias a instalar son muy específicas y posiblemente no se comercialicen modelos con dichas potencias en particular, sin embargo debido a la magnitud del análisis que se esta realizando se trabaja con dichos valores.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Zona	Provincia	Consumo EE promedio [KWh/año]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]	Potencia eléctrica a instalar zona de buen recurso [KW]	Consumo EE promedio [KWh/año]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]	Potencia eléctrica a instalar zona de buen recurso [KW]
		Comercial no GUMEM			Comercial GUMEM		
CUY	San Juan	10.926	7	4	1.202.158	736	458
CUY	Mendoza	6.045	7	-	1.750.278	1.894	-
COM	Neuquén	13.351	6	5	52.675.781	23.181	19.435
COM	Río Negro	11.641	4	3	1.488.009	536	393
COM	La Pampa	7.087	4	3	129.619	73	49
NOA	Salta	14.025	93	23	2.084.384	13.834	3.399
NOA	Jujuy	11.740	31	-	1.301.988	3.433	-
NOA	La Rioja	15.958	14	7	1.604.420	1.450	722
NOA	Tucuman	9.254	40	11	1.480.395	6.329	1.766
NOA	Sgo del Estero	8.673	10	-	1.210.896	1.346	-
NOA	Catamarca	10.972	5	-	1.151.000	538	-
CEN	San Luis	14.083	6	5	1.523.812	621	527
CEN	Cordoba	8.631	4	4	1.729.348	858	823
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	16.019	17	-	2.939.764	3.119	-
BAS	Buenos Aires (resto)	9.305	5	2	937.103	465	228
LIT	Santa Fe	24.834	28	-	3.809.559	4.349	-
LIT	Entre Ríos	11.512	44	-	1.606.669	6.114	-
NEA	Chaco	12.463	18	-	5.345.063	7.524	-
NEA	Formosa	16.789	22	-	711.842	914	-
NEA	Misiones	11.836	16	8	-	1	1
NEA	Corrientes	7.140	8	4	7.344.418	8.469	4.311
PAT	Chubut	8.216	2	2	1.627.146	432	325
PAT	Santa Cruz	6.681	1	-	-	-	-
PAT	Tierra del Fuego	13.466	3	-	-	-	-

Tabla IV-9 (b). Sistemas eólicos en usuarios comerciales.

Zona	Provincia	Consumo EE promedio [KWh/año]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]	Potencia eléctrica a instalar zona de buen recurso [KW]	Consumo EE promedio [KWh/año]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]	Potencia eléctrica a instalar zona de buen recurso [KW]
		Industrial no GUMEM			Industrial GUMEM		
CUY	San Juan	27.228	17	10	2.031.836	1.244	773
CUY	Mendoza	146.887	159	-	34.996.894	37.868	-
COM	Neuquén	280.714	124	104	49.351.099	21.718	18.208
COM	Río Negro	141.215	51	37	10.252.975	3.692	2.706
COM	La Pampa	120.507	68	46	2.938.110	1.659	1.115
NOA	Salta	71.031	471	116	2.388.418	15.852	3.895
NOA	Jujuy	249.993	659	-	33.993.454	89.620	-
NOA	La Rioja	138.542	125	62	6.689.736	6.046	3.010
NOA	Tucuman	499.720	2.137	596	15.140.418	64.733	18.060
NOA	Sgo del Estero	22.614	25	-	11.926.582	13.257	-
NOA	Catamarca	185.817	87	-	35.140.700	16.427	-
CEN	San Luis	250.754	102	87	4.035.533	1.645	1.396
CEN	Cordoba	383.226	190	182	28.421.683	14.106	13.519
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	39.139	42	-	8.046.110	8.536	-
BAS	Buenos Aires (resto)	293.922	146	71	24.589.244	12.204	5.972
LIT	Santa Fe	31.700	36	-	48.113.250	54.924	-
LIT	Entre Ríos	248.214	944	-	21.922.486	83.419	-
NEA	Chaco	53.868	76	-	6.761.372	9.517	-
NEA	Formosa	14.414	19	-	3.494.076	4.487	-
NEA	Misiones	118.363	161	83	3.413.604	4.634	2.397
NEA	Corrientes	11.518	13	7	22.508.963	25.955	13.211
PAT	Chubut	301.154	80	60	74.202.528	19.699	14.809
PAT	Santa Cruz	449.623	94	-	28.882.402	-	-
PAT	Tierra del Fuego	273.718	70	-	-	-	-

Tabla IV-9 (c). Sistemas eólicos en usuarios industriales.

IV - 4.5. Generación solar

La generación solar es la adecuada para las regiones NOA, NEA, CEN, LIT y CUY, tal como se evidencio antes. En particular es una de las pocas alternativas que tienen los usuarios de la región NEA para aplicar GD, ya que los mismos no disponen de buen

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

recurso eólico ni tampoco de red de gas para ser abastecidos. Este es el justificativo principal del análisis de esta tecnología que resulta ser la más costosa en cuanto a la inversión inicial para su instalación. A su vez se trata de una tecnología cuyo proceso de fabricación insume una cantidad de energía que el dispositivo tarda más de 10 años en recuperar, convirtiéndola en una tecnología no muy recomendable por el momento. Sin embargo debido a que se quiere analizar la implementación de GD en todo el territorio esta opción será considerada.

Para determinar la energía generada por una celda fotovoltaica primero se debe saber que la radiación solar incidente de forma perpendicular a la atmósfera por unidad de superficie, conocida como constante solar, es $1,3 \text{ KW/m}^2$ y asumiendo que la misma se ve disminuida a 1 KW/m^2 al llegar a la superficie de la tierra⁴³, podemos determinar mediante los mapas mostrados anteriormente las horas de energía efectiva de cada región. De esta relación podemos determinar un factor de intermitencia, como el utilizado al modelizar la generación eólica de la siguiente manera:

$$E_{\text{solar real por día}} / E_{\text{solar estándar diaria}} = \alpha \quad (12)$$

Donde $E_{\text{solar real por día}}$ es la energía por unidad de superficie que se ve en los mapas y $E_{\text{solar estándar diaria}}$ es 24 KW/m^2 , asumiendo a esta como la energía solar que llega a la superficie terrestre durante un día al atenuarse la radiación incidente a la atmósfera

A su vez, asumiendo un comportamiento constante por estación, podemos determinar las horas utilizables de energía solar por año y de esta manera un factor de utilización por estación por región. Finalmente asumimos que durante primavera y otoño la energía solar por unidad de superficie por día es el promedio entre la del invierno y la del verano obteniendo el respectivo factor de intermitencia. De esta manera la energía generada por una celda fotovoltaica se puede expresar como:

$$E_{\text{e gen solar}} = \alpha \times P_{\text{e celda solar nominal}} \times t_{\text{calendario}} \times \beta \quad (13)$$

Donde $P_{\text{e celda solar nominal}}$ es la potencia de la celda, $t_{\text{calendario}}$ es el tiempo medido en horas y β puede ser un factor de ajuste para la celda debido a ineficiencias por las condiciones de operación y por las pérdidas debido al convertidor requerido para operar una celda solar. En este trabajo se considera un β del 75% para todas las regiones y usuarios. En la Tabla IV-10 se ven los factores considerados durante el año para cada estación.

Con estos valores se realizó la Tabla IV-11, la cual se encuentra dividida en tres partes (a, b y c) por su extensión, donde se definen las potencias a instalar por usuario. Las mismas son tal que sea posible cubrir la energía demandada promedio mensual con las condiciones de generación de invierno.

⁴³ Fuent Taymur; "Photovoltaics Systems Sizing"; 2009.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Al igual que en las otras tecnologías las potencias a instalar son muy específicas y posiblemente no se comercialicen modelos con dichas potencias en particular, de todas maneras se trabaja con dichos valores.

Zona	Provincia	Valor medio de la irradiación solar global diaria recibida sobre una superficie horizontal [KWh/m ²]			Factor de intermitencia [%]		
		Invierno	Verano	Resto	Invierno	Verano	Resto
CUY	San Juan	3,0	7,3	5,1	13%	30%	21%
CUY	Mendoza	2,5	7,0	4,8	10%	29%	20%
COM	Neuquén	1,5	7,5	4,5	6%	31%	19%
COM	Rio Negro	1,5	7,3	4,4	6%	30%	18%
COM	La Pampa	2,0	6,8	4,4	8%	28%	18%
NOA	Salta	3,0	6,0	4,5	13%	25%	19%
NOA	Jujuy	3,4	6,3	4,8	14%	26%	20%
NOA	La Rioja	2,8	6,2	4,5	11%	26%	19%
NOA	Tucuman	2,5	5,3	3,9	10%	22%	16%
NOA	Sgo del Estero	2,5	5,8	4,1	10%	24%	17%
NOA	Catamarca	3,1	6,2	4,6	13%	26%	19%
CEN	San Luis	2,5	6,3	4,4	10%	26%	18%
CEN	Cordoba	2,3	6,3	4,3	9%	26%	18%
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	2,0	6,5	4,3	8%	27%	18%
BAS	Buenos Aires (resto)	1,8	6,5	4,1	7%	27%	17%
LIT	Santa Fe	2,4	6,5	4,4	10%	27%	18%
LIT	Entre Rios	2,3	6,5	4,4	9%	27%	18%
NEA	Chaco	2,5	6,1	4,3	10%	25%	18%
NEA	Formosa	2,5	6,0	4,3	10%	25%	18%
NEA	Misiones	2,5	6,0	4,3	10%	25%	18%
NEA	Corrientes	2,5	6,5	4,5	10%	27%	19%
PAT	Chubut	1,3	6,9	4,1	5%	29%	17%
PAT	Santa Cruz	0,8	6,2	3,5	3%	26%	14%
PAT	Tierra del Fuego	0,5	5,5	3,0	2%	23%	13%

Tabla IV-10. Factores de intermitencia.

Zona	Provincia	Consumo EE promedio [KWh/mes]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]
Residenciales			
CUY	San Juan	298	4
CUY	Mendoza	228	4
COM	Neuquén	229	7
COM	Rio Negro	197	6
COM	La Pampa	194	4
NOA	Salta	234	3
NOA	Jujuy	201	3
NOA	La Rioja	328	5
NOA	Tucuman	236	4
NOA	Sgo del Estero	258	5
NOA	Catamarca	175	3
CEN	San Luis	261	5
CEN	Cordoba	216	4
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	305	7
BAS	Buenos Aires (resto)	159	4
LIT	Santa Fe	223	4
LIT	Entre Rios	270	5
NEA	Chaco	361	6
NEA	Formosa	390	7
NEA	Misiones	274	5
NEA	Corrientes	246	4
PAT	Chubut	196	7
PAT	Santa Cruz	190	11
PAT	Tierra del Fuego	253	22

Tabla IV-11 (a). Sistemas fotovoltaicos en usuarios residenciales.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Zona	Provincia	Consumo EE promedio [KWh/mes]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]	Consumo EE promedio [KWh/mes]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]
Comercial no GUMEM			Comercial GUMEM		
CUY	San Juan	911	13	100.180	1.464
CUY	Mendoza	504	9	145.857	2.557
COM	Neuquén	1.113	33	4.389.648	128.282
COM	Río Negro	970	28	124.001	3.624
COM	La Pampa	591	13	10.802	237
NOA	Salta	1.169	17	173.699	2.538
NOA	Jujuy	978	13	108.499	1.409
NOA	La Rioja	1.330	21	133.702	2.131
NOA	Tucuman	771	14	123.366	2.163
NOA	Sgo del Estero	723	13	100.908	1.769
NOA	Catamarca	914	13	95.917	1.379
CEN	San Luis	1.174	21	126.984	2.227
CEN	Cordoba	719	14	144.112	2.808
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	1.335	29	244.980	5.369
BAS	Buenos Aires (resto)	775	19	78.092	1.956
LIT	Santa Fe	2.070	39	317.463	5.922
LIT	Entre Rios	959	19	133.889	2.608
NEA	Chaco	1.039	18	445.422	7.810
NEA	Formosa	1.399	25	59.320	1.040
NEA	Misiones	986	17	-	-
NEA	Corrientes	595	10	612.035	10.732
PAT	Chubut	685	24	135.595	4.755
PAT	Santa Cruz	557	33	-	-
PAT	Tierra del Fuego	1.122	98	-	-

Tabla IV-11 (b). Sistemas fotovoltaicos en usuarios comerciales.

Zona	Provincia	Consumo EE promedio [KWh/mes]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]	Consumo EE promedio [KWh/mes]	Potencia eléctrica a instalar general [KW]
Industrial no GUMEM			Industrial GUMEM		
CUY	San Juan	2.269	33	169.320	2.474
CUY	Mendoza	12.241	215	2.916.408	51.137
COM	Neuquén	23.393	684	4.112.592	120.185
COM	Río Negro	11.768	344	854.415	24.969
COM	La Pampa	10.042	220	244.843	5.366
NOA	Salta	5.919	86	199.035	2.908
NOA	Jujuy	20.833	271	2.832.788	36.793
NOA	La Rioja	11.545	184	557.478	8.886
NOA	Tucuman	41.643	730	1.261.701	22.123
NOA	Sgo del Estero	1.885	33	993.882	17.427
NOA	Catamarca	15.485	223	2.928.392	42.088
CEN	San Luis	20.896	366	336.294	5.897
CEN	Cordoba	31.935	622	2.368.474	46.144
GBA	Gran Buenos Aires y Capital	3.262	71	670.509	14.696
BAS	Buenos Aires (resto)	24.493	614	2.049.104	51.328
LIT	Santa Fe	2.642	49	4.009.437	74.790
LIT	Entre Rios	20.685	403	1.826.874	35.592
NEA	Chaco	4.489	79	563.448	9.880
NEA	Formosa	1.201	21	291.173	5.105
NEA	Misiones	9.864	173	284.467	4.988
NEA	Corrientes	960	17	1.875.747	32.890
PAT	Chubut	25.096	880	6.183.544	216.848
PAT	Santa Cruz	37.469	2.190	2.406.867	140.675
PAT	Tierra del Fuego	22.810	2.000	-	-

Tabla IV-11 (c). Sistemas fotovoltaicos en usuarios industriales.

IV - 4.6. Balance entre generación y consumo

Con los modelos de generación comentados se podrá obtener la energía generada por cada una de las tecnologías en función de la potencia instalada y la región. En el caso de

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

la eólica, la generación por usuario es constante al suponer un factor de capacidad igual para todo el año. Por el lado de los sistemas CHP, la generación eléctrica por usuario varía según el consumo de gas que tenga cada usuario, en los casos en que este se asume constante será constante y en los casos en que varíe con el paso del año la generación cambiará mes a mes. Finalmente para la generación fotovoltaica, la generación por usuario varía según la estación del año según los factores de intermitencia. De esta manera se realizó un modelo sencillo de generación para poder llevar adelante el análisis de este trabajo.

Por otro lado tenemos la demanda de energía eléctrica por usuario, que como se dijo antes varía para algunos usuarios con el paso del año y para otro se mantiene constante. De esta manera con ambos modelos se deben analizar los resultados que se originan en el sistema eléctrico. Como se ha dicho reiteradas veces a lo largo de este trabajo, la oferta de energía y la demanda de energía deben ser iguales en todo momento. Esto puede no suceder tanto en la realidad pudiéndose utilizar una serie de recursos tal como se comento en su momento al hablar de los sistemas de almacenamiento. En el modelo planteado pueden generarse estos desbalances entre la generación de un usuario y su demanda para el intervalo de tiempo considerado. En este trabajo se considera que dichos desbalances serán absorbidos por la red en ambos casos, esto significa que en caso de generar más de lo demandado el sobrante es absorbido por la red y en caso de existir un faltante la energía será tomada de la red. Para entender lo planteado se recurre a la siguiente ecuación:

$$E_{e \text{ gen}} - E_{e \text{ demandada}} = E_{e \text{ balance}} \quad (14)$$

Donde $E_{e \text{ gen}}$ es el total de la energía eléctrica generada por el usuario con la tecnología considerada en el intervalo de tiempo considerado, $E_{e \text{ demandada}}$ es la energía eléctrica demandada por el mismo usuario durante ese mismo intervalo y $E_{e \text{ balance}}$ es el resultado del balance. En caso de ser positivo se estará inyectando energía al sistema y en caso de ser negativa se estará tomando energía del mismo.

Finalmente resulta adecuado señalar que esto puede traer una serie de consecuencias técnicas en caso de instalar una gran cantidad de GD, pero estas consideraciones serán debidamente comentadas al evaluar las barreras de las alternativas sugeridas por el trabajo.

IV - 5. Conclusión y modelización operativa

Se han presentado las principales tecnologías de GD. Se han seleccionado aquellas que presentan mayor potencial hacia el futuro y cuyas características mejor se adecuan a la Argentina teniendo en cuenta sus recursos y posibilidades. Se han identificado los principales usuarios del sistema eléctrico y se han dimensionado sus consumos tanto eléctricos como térmicos. A su vez se ha definido para cada una de las tecnologías seleccionadas la potencia a instalar para cada usuario siguiendo un razonamiento lógico.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Se han planteado modelos de generación para cada una de las tecnologías y sus respectivos consumos de combustible de ser necesarios.

Con toda esta información se pasará a analizar los aspectos económicos en el próximo capítulo para poder entender el grado de aceptación que puede tener la GD en la Argentina y los beneficios que la misma puede traer al sistema eléctrico y de esta manera llegar a una conclusión para todo el trabajo.

V. Análisis económico

V - 1. Introducción

En el capítulo anterior se entendieron las principales tecnologías para la implementación de GD. Se seleccionaron las más acordes para Argentina en base a las características de las tecnologías y los recursos del territorio. Se han propuesto las potencias a instalar por lo usuarios para cada región y se ha modelizado la generación que pueden obtener con dichas instalaciones. Lo que resta es el análisis de los aspectos económicos de las propuestas de instalación realizadas. Para esto se analizará la inversión para los usuarios representativos de las diferentes tecnologías y mediante los principales indicadores utilizados para el análisis de proyectos inversión se evaluará la factibilidad económica de los proyectos. A su vez se realizarán análisis de sensibilidad para los diferentes proyectos para abordar a conclusiones de mayor complejidad.

V - 2. Análisis de los proyectos de GD

Se pasa a analizar la instalación de un dispositivo de GD como se analizaría un proyecto de inversión. El proyecto está compuesto por la inversión inicial, una serie de flujos de fondos que se prolongan durante la vida del proyecto y un valor residual al final del proyecto. El proyecto se evaluará de forma marginal, esto es comparando la situación de no instalar GD con la situación de instalar GD. Con esta estructura se podrán analizar los principales indicadores de evaluación de proyectos para cada uno de los usuarios y llegar a conclusiones sobre la factibilidad de la GD.

Se consideran como casos testigos para cada tecnología a los usuarios de aquellas provincias más propicias para cada tipo de tecnología. De esta manera, al centralizar el análisis, se logra alcanzar un análisis más profundo por tecnología. En la Tabla V-1 se definen las provincias a evaluar para cada tecnología. Siguiendo el razonamiento plasmado en el capítulo anterior al evaluar los recursos del territorio nacional es que se definen las provincias a considerar por tecnología. Por otro lado se considera a la provincia del Chaco dentro de la energía solar como una provincia representativa del NEA, donde el suministro del gas no se puede realizar mediante las redes de transporte nacionales y donde el recurso eólico no es abundante. De esta manera se evalúa la solar como alternativa de abastecimiento de energía eléctrica.

En la Tabla V-2 se ven los principales parámetros que serán considerados al analizar el proyecto de inversión. Los costos de mantenimiento y operación no incluyen los gastos del combustible utilizado en las unidades CHP. El costo de instalación incluye el valor de la unidad y el cargo respectivo de instalación, a esto se le debe agregar el cargo de importar la unidad suponiendo que estos precios hacen referencia al mercado europeo. Por otro lado, todos los montos considerados en el análisis serán expresados en dólares.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Tecnología	Provincia
CHP	Gran Buenos Aires y Capital
	Buenos Aires (resto)
	Cordoba
	Santa Fe
Eólica	Buenos Aires (resto)
	Chubut
	Santa Cruz
	Tierra del Fuego
Solar	Salta
	Jujuy
	Chaco

Tabla V-1. Proyectos a evaluar por tecnología.

Tecnología	Vida Útil en años	Costo de instalación [USD/kW]	Costo de operación y mantenimiento [USD/MWh]
Motores de combustión			
Motores Stirling	15	9298	14
Turbinas			
Microturbinas	10	4036	18
Celdas de combustible			
PEMFCs	10	9298	50
PAFCs	10	7747	50
Renovables			
Celdas fotovoltaicas	20	9765	2
Turbinas de viento	20	4666	24

Tabla V-2. Parámetros a considerar en el proyecto de inversión.

V - 2.1. Duración del proyecto y Valor residual

Los proyectos a evaluar tendrán inicio en el año 2011 en cuanto la inversión inicial y comenzarán su operación en 2012, aunque la información en los primeros capítulos sea en su mayoría del año 2009 ya que era la disponible al momento de comenzar con este trabajo.

La duración de todos los proyectos se asume en 10 años más el año de la instalación ya que se considera una fecha adecuada para realiza la evaluación de proyectos de inversión. En caso de que la vida útil de la tecnología supere los 10 años se asume como valor residual la venta de la misma al valor de rezago contable correspondiente a ese momento. Por otro lado si la vida útil técnica de la tecnología se corresponde con los 10 años se considerará que la misma no puede continuar su operación debido a la falla de sus componentes críticos.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Desde el momento en que termina el proyecto en adelante se continuaría con el abastecimiento normal de energía eléctrica, no debiendo realizar mayores consideraciones dentro de los flujos de fondos del proyecto ya que marginalmente esto ocurre en ambos escenarios. Por el lado del gas, la situación al fin de la vida útil del dispositivo es similar a lo que sucedería con cualquier tecnología, tanto las relacionadas a CHP como las tradicionales, de forma que tampoco se deben considerar consecuencias en el flujo de fondos.

V - 2.2. Inversión Inicial

La inversión inicial incluye la instalación de la unidad y todas las cuestiones necesarias para lograr su operación correcta.

La instalación para cada tecnología resulta verdaderamente compleja y cuenta con una gran cantidad de detalles. Debido al tipo de análisis planteado en este trabajo, no se entrará en detalles de la forma de instalación sino que se asumirá que la misma es realizada durante el año 0 del proyecto y los costos de la misma son los comentados en la Tabla V-2, incluyendo el dispositivo, la importación del mismo y la instalación.

V - 2.3. Flujos de Fondos

Los flujos de fondos son analizados anualmente, y están compuestos por los ingresos y los egresos que se generan analizando al proyecto. Estos están compuestos por tres términos principales y su cálculo depende de cada tecnología ya que tienen diferentes formas de generar la energía. Los términos se pueden clasificar en uno relacionado a la energía eléctrica, otro relacionado con los costos incurridos para dicha generación, otro que hace referencia al impuesto a las ganancias.

Por otro lado, no se considerará financiación para los proyectos pero se debe saber que la misma podría apalancarlos obteniendo mejores indicadores de evaluación, este tema se comentará con mayor profundidad al evaluar la tasa de descuento.

V - 2.3.1. Energía eléctrica

La energía generada mediante la implementación de GD será destinada a consumo propio evaluándola como un ahorro o será inyectada al sistema evaluándola como una ganancia. Al tratarse de un análisis marginal solo se considera la energía generada, sin importar la demanda ya que la misma está presente se implemente o no el proyecto.

Para evaluar este término se debe definir la generación realizada por los dispositivos de GD para cada usuario, que se obtiene de los modelos planteados en el capítulo anterior, y el precio de dicha energía generada.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

V - 2.3.1.1. Precio de la energía eléctrica

El precio de la energía eléctrica es una variable que afecta a todos los flujos de fondos siendo comunes para todas las tecnologías. Este resulta un tema complejo, como se dijo al principio de este trabajo, ya que el mismo depende de la forma de abastecimiento de cada usuario, si se realiza por medio de un contrato, si se compra del mercado o si se recibe por medio de un distribuidor. También depende de los consumos históricos de los usuarios, en caso de aumentar su demanda el precio aumentará pagado por los mismos. A esto se le debe sumar los inconvenientes relacionados a los subsidios existentes en el sistema energético.

Para evitar mayores complicaciones relacionadas a este tema se pasa a definir la postura que adoptará este trabajo sobre la temática, simplificando el tema pero con la racionalidad requerida para este trabajo. Se supone que el precio de la energía real del mercado es el precio spot monómico que se presenta en el informe anual de CAMESSA. Este es un precio por MWh promedio del mercado considerando varios términos que varían con el paso del año y también durante el día. Las principales variaciones son originadas principalmente por los cambios en el consumo de gas natural que se suceden durante el año. De esta manera al aumentar del consumo del combustible o bien se aumenta el precio del mismo o bien se reemplaza por combustibles más caros, que da como resultado un aumento del precio de la energía eléctrica. De esta manera para el año 2010 se tuvo un precio monómico promedio de 256 \$/MWh, lo que representa en aproximadamente 66 US\$/MWh con el tipo de cambio del mismo año⁴⁴.

En relación a los usuarios considerados para este trabajo el precio se definirá uniforme e igual al spot, sin embargo esto es muy diferente a la situación actual. Se pasa a comentar las consideraciones realizadas que validan tal suposición. Los usuarios GUMEM tienen contratos de abastecimiento y tienen un precio que se estima que se mueve cercano al propio del mercado, que al considerar todos los términos involucrados y se desea obtener un valor promedio el mismo es el precio spot monómico. Por otro lado los usuarios abastecidos por los distribuidores tienen un precio estable desde que se comenzó a subsidiar. Sin embargo asumiendo que el subsidio es un costo para la sociedad, se puede interpretar que indirectamente se está pagando por el precio real de la energía pero mediante impuestos u otras formas de recaudación que finalmente el estado utiliza en subsidiar. Por otro lado resulta razonable utilizar el precio monómico ya que tarde o temprano se estima que el sistema actualizará sus tarifas y el precio obtenido para la energía debiera de ser similar a este. Así queda justificada la utilización de este precio para el análisis.

Finalmente se adopta un escenario en el que el que dicho precio crece un 10% anual en dólares, asumiendo esto como resultado del precio de los combustibles fósiles

⁴⁴ Tipo de cambio Argentina. Fuente: Banco Mundial, <http://data.worldbank.org/data-catalog/global-development-finance>

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

involucrados en generación y de que se incluye en dicho precio parte del repago de las inversiones nuevas realizadas en generación. El precio del combustible fósil es un término de suma importancia ya que se están usando combustibles líquidos cuyo precio llega a ser aproximadamente hasta 4 veces más elevado que el gas natural y se asume que esta tendencia se mantendrá en el largo plazo causando el aumento comentado. Esto a su vez respeta la tendencia creciente de los últimos años, aumentando el 8% solo en el último.

Con estos supuestos el precio del año cuando inician los proyectos es de 72 US\$/MWh creciendo un 10% anual en los años posteriores.

V - 2.3.2. Costos de generación

El costo de generación incluye el costo de combustible para generar, incurrido únicamente con los sistemas CHP y en este caso se trata únicamente de gas natural, y los costos variables propios del mantenimiento de las unidades. Los costos variables de generación, sin considerar los combustibles, están presentes en la Tabla V-2 y están expresados en US\$/MWh para cada tecnología.

V - 2.3.2.1. Costos de generación en sistemas CHP

Esta tecnología merece un tratamiento en particular debido a que agrega el costo del gas natural en la generación y por tal se debe aclarar las consideraciones utilizadas al operar este componente del costo.

El termino relacionado al gas natural debe considerar las variaciones marginales entre la utilización de un dispositivo tradicional de generación de calor y la unidad CHP. Analizando estas variaciones económicamente tenemos que considerar básicamente los consumos en cada una de las situaciones y el precio del gas.

(i) Consumo de Gas

La demanda de gas se asume constante para los usuarios considerados. Como se evidencio en su momento, la misma ha aumentado en los últimos años pero se asume que el aumento se debe principalmente en otros sectores y en el caso del aumento presente en los sectores considerados se asume que es por aumento de la cantidad de usuarios. A diferencia de lo considerado con la energía eléctrica se asume que la actividad de los usuarios industriales y comerciales no cambia el consumo de gas considerado. De esta manera el consumo de gas por usuario se mantiene constante para todo los años.

Por otro lado, al igual que la energía eléctrica existe una fluctuación de la energía durante el año. Para los usuarios comerciales y los residenciales se asumió una fluctuación por el tipo de destino del consumo debido a la temperatura, y para los

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

usuarios industriales se asume un consumo a potencia constante implicando una variación debido a los días de cada mes.

(ii) Precio de Gas

El precio del gas natural utilizado recibe el mismo tratamiento que se tuvo con la energía eléctrica. De esta manera se supone que el precio debe ser el mismo para todos los usuarios y debe ser el del mercado sin considerar los subsidios. Esta postura tiene el mismo basamento que para la energía eléctrica, donde se supone al subsidio como un costo social y que indirectamente se está pagando el precio del gas natural del mercado. Sin embargo para determinar el precio del gas natural del mercado se debe recurrir a un análisis de similar complejidad al realizado para la energía eléctrica. Como se dijo al principio de este trabajo, actualmente Argentina es abastecida de gas natural por: contratos de gas natural con Bolivia; buques regasificadores que inyectan el GNL proveniente de diferentes países, como Trinidad y Tobago o Qatar; reservorios y productores propios. El GNL es la fuente que tiene el precio internacional más elevado y a su vez se le debe adicionar el proceso de regasificación que asumimos que ronda los 2 US\$/MMBTU. De esta manera, para este trabajo se considera el precio internacional del GNL⁴⁵ más el costo de regasificación, obteniendo aproximadamente 15 US\$/MMBTU como el precio del gas natural para el año 2011 utilizado en las unidades de generación. Este resulta ser el combustible más caro con el que se abastece al mercado nacional de gas y resulta lógico que el consumo marginal utilice este valor. A su vez se asume que el precio internacional del combustible tendrá un crecimiento del 3% anual, manteniéndose constante el costo de regasificación.

V - 2.3.3. Impuesto a las Ganancias

El tercer término se trata del impuesto a las ganancias, que se calcula como un porcentaje sobre las ganancias obtenidas por los usuarios al utilizar GD. Para los usuarios residenciales no se considera el impuesto a las ganancias y se asume que en caso de vender a la red lo que se genera es un crédito con el distribuidor por el cual se abastece. Esta forma de operación es similar a la utilizada con los programas de uso racional de la energía en la que los clientes pueden tener un crédito por reducir su consumo el cual puede ser cobrado al distribuidor. Para los otros usuarios se entiende por ganancias obtenidas a la generación realizada al precio correspondiente menos los costos incurridos al generar menos la amortización de la instalación inicial. El impuesto se asume en un 35%.

⁴⁵ Precio GNL en dólares corrientes. Fuente: Banco Mundial, <http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data>. Precio WTI para la misma fecha es de 98 US\$/bbl.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

V - 2.4. Tasa de Descuento

La tasa de descuento es un componente importante de la evaluación de un proyecto. El objetivo de la misma es asegurar una adecuada rentabilidad en el momento en que se decida la inversión. Debe representar el costo de oportunidad del inversor de invertir en el proyecto en lugar de hacerlo en activos de similar riesgo.

El costo ponderado del capital, o WACC, resulta ser la tasa de descuento a utilizar al evaluar un proyecto. Esta tasa resulta ser el promedio de los costos de cada una de las fuentes de financiación utilizadas en el proyecto y se calcula como:

$$WACC = K_d \times \frac{D}{(D+F)} + K_e \times \frac{F}{(D+F)} \quad (1)$$

Donde K_e es el costo del capital y K_d es el costo de la deuda. Por otro lado, D es el monto de la deuda y P es el monto del patrimonio. En este trabajo no se evalúa la posibilidad de adquirir una deuda para financiar los proyectos por lo tanto el término que hace referencia a la deuda es nulo. De esta manera la tasa de descuento a analizar es la referente al costo del capital propio.

Este costo se entiende como la tasa asociada a la mejor oportunidad de inversión con un riesgo similar, la cual se deja de invertir para hacerlo en el proyecto. Para definir esta tasa existen dos métodos principales, el CAPM (Capital Assets Pricing Model) y el APT (Arbitrage Pricing Theory). Para este trabajo se utilizará el modelo CAPM. El mismo requiere de una serie de premisas que no hacen al caso explicar en este momento. La tasa se calcula su de la siguiente manera:

$$K_e = R_f + R_p = R_f + \beta \times (R_m - R_f) + R_c \quad (2)$$

Donde K_e es el costo del capital, R_f es la tasa libre de riesgo y R_p es una prima de riesgo que le exige el inversionista debido al mayor riesgo del proyecto con respecto a la inversión libre de riesgo. A su vez R_p se compone por un β que es una medida del riesgo sistemático de la inversión en el proyecto e indica cómo se mueve la inversión con respecto al mercado. Por otro lado está la variable R_m que representa la rentabilidad histórica del mercado y R_c que representa el riesgo país. Este último término se agrega para corregir el cálculo de los valores propios del mercado estadounidense al de nuestro país, ya que las otras variables son consideradas de este mercado.

Para este trabajo los valores históricos se ven afectados por la crisis que tomo lugar en el año 2009, de esta manera se consideran los valores históricos anteriores a dicha fecha. Para la tasa libre de riesgo se utiliza la tasa de rentabilidad de los bonos del tesoro estadounidense a 30 años, en este trabajo este valor es 3,95%⁴⁶. Para la rentabilidad histórica del mercado se utiliza la tasa de rentabilidad anual promedio del índice S&P

⁴⁶ Fuente: <http://www.stocksite.com/>

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

500 de los últimos 17 años, se considera en el valor de 8,1%⁴⁷ según el índice S&P 500 sin considerar el periodo de la crisis. Para el riesgo país se utiliza el valor de 6,81%⁴⁸, siendo este el promedio del 2010, y para el valor del β se utiliza el de las inversiones energéticas en EEUU cuyo valor es 0,09⁴⁹. No está de más aclarar que dicho β no está apalancado, entendiendo como apalancar al hecho de afectar a este valor por el financiamiento. De esta manera, es correcto no hacerlo ya que no se considera la financiación de los proyectos en este trabajo. Con estos valores la tasa de descuento obtenida es del 11%.

V - 2.5. Evaluación de Proyectos

Tal como están planteados hasta el momento los proyectos no resultan viables económicamente. Se puede llegar a tales conclusiones analizando los principales indicadores de evaluación de proyectos de inversión. En el Anexo B se explicita la realización de uno de los flujos de fondos evaluado, sin embargo no se presentan todos ya que no aporta valor al trabajo.

Por otro lado no se está considerando la posibilidad de que se trate del abastecimiento de sistemas aislados donde el costo de oportunidad por no disponer de la energía sería una variable muy influyente en el cálculo. Por ejemplo en el caso de una industria no se podría producir, el costo de oportunidad es el de no operar el negocio.

Por otro lado, se asume que por ser estos los lugares más propicios para la instalación de las tecnologías consideradas otras locaciones no obtendrán mejores indicadores que los presentados.

V - 2.5.1. VAN

En la Tabla V-4 se presenta el VAN obtenido para cada proyecto. El VAN consiste en traer al año cero los flujos de fondos utilizando la tasa de descuento. De esta manera se mide el excedente generado por el proyecto por encima de lo producido por los mismos fondos en una inversión con la tasa de rentabilidad definida en la tasa de descuento. Por ello se considera que un proyecto se puede aceptar si se obtiene un valor positivo del indicador.

En los proyectos considerados el VAN es siempre menor a cero. Esto es lógico debido al análisis previo del periodo de repago donde los flujos de fondo únicamente lograban cubrir la inversión inicial al decimo año de operación para el mejor de los casos.

⁴⁷ Fuente: <http://www.stocksite.com/>

⁴⁸ Fuente: <http://www.ambito.com/>

⁴⁹ Fuente: Pereiro y Galli, "La Determinación del Costo del Capital en la Valuación de Empresas de Capital Cerrado: una Guía Práctica".

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

CHP					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Cordoba	-9.489	-4.563	-2.210.196	-180.885	-13.415.196
Gran Buenos Aires y Capital	-9.493	-13.657	-1.412.955	-22.138	-4.789.273
Buenos Aires (resto)	-9.517	-5.474	-1.133.805	-137.708	-12.123.220
Santa Fe	-9.483	-14.817	-4.111.115	-77.047	-116.939.167
Solar					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Salta	-24.724	-123.596	-18.369.048	-625.975	-21.048.410
Jujuy	-18.737	-91.146	-10.108.334	-1.940.885	-263.917.238
Chaco	-46.027	-132.420	-56.792.803	-572.360	-71.841.479
Eólica en zona promedio provincial					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Chubut	-1.805	-4.474	-886.049	-163.991	-40.406.360
Santa Cruz	-1.256	-2.359	N/D	-158.752	-10.197.759
Tierra del Fuego	-1.732	-6.909	N/D	-140.441	N/D
Eólica en zona de buen recurso					
	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Buenos Aires (resto)	-1.614	-4.342	-437.275	-137.151	-11.473.939
Chubut	-1.128	-2.630	-520.845	-96.398	-23.752.035

Tabla V-4. VAN por tecnología por usuario en US\$.

El VAN negativo obtenido para cada proyecto puede ser analizado. En el caso de la tecnología CHP en los primeros años no se tiene margen al generar energía, sino recién a partir del sexto año de operación, en respuesta al crecimiento de precios supuesto en la evaluación. El margen negativo a su vez es generado por el elevado precio del gas supuesto. Esto ocasiona que en los primeros años el proyecto no genere fondos sino que por el contrario genere desembolsos para hacer frente a los costos del gas consumido. De todas maneras las tecnologías evaluadas son costosas por su implementación dentro de un sistema CHP, llegando casi al costo de potencia de los paneles solares.

Por otro lado en los proyectos de energía solar, el margen obtenido de la venta de energía no es suficiente para cubrir la inversión en el tiempo evaluado principalmente por el elevado valor de la inversión inicial.

Finalmente los proyectos de energía eólica tienen márgenes positivos y como se comentó antes logran el repago simple de la inversión al décimo año, por lo tanto es lógico un valor negativo de VAN.

A su vez está claro que a mayor inversión inicial más negativo resulta el VAN, siendo extremadamente negativo para aquellos usuarios con grandes instalaciones de potencia. Otra rápida conclusión es que la tecnología menos rentable es la solar, llegando a un VAN negativo de 270 millones de dólares para los usuarios industriales GUMEM en Jujuy, que a diferencia de otras provincias tienen una demanda de energía eléctrica 14 veces mayor a los de Salta.

V - 2.5.2. TIR

Por otro lado otro indicador importante al evaluar un proyecto es la TIR. La misma consiste en la tasa de descuento que hace que los flujos de fondos de los diferentes años den un VAN igual a cero. En este caso al tratarse de proyectos que no logran el repago durante su duración este indicador no debiera ser considerado ya que el número a obtener se trata de un tasa positiva, cualquier otro resultado no aplica al análisis.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

CHP					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Cordoba	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia
Gran Buenos Aires y Capital	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia
Buenos Aires (resto)	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia
Solar					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Salta	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia
Jujuy	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia
Chaco	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia	No aplcia
Eólica en zona promedio provincial					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Chubut	4%	3%	3%	3%	3%
Santa Cruz	6%	4%	N/D	4%	4%
Tierra del Fuego	4%	3%	N/D	3%	N/D
Eólica en zona de buen recurso					
	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Buenos Aires (resto)	5%	3%	3%	3%	3%
Chubut	7%	5%	5%	5%	5%

Tabla V-5. TIR por tecnología por usuario en %.

En la Tabla V-5 se ve la TIR por usuario, en los casos en los que aplica en cálculo dicho valor es inferior a la tasa de descuento definida para los proyectos. De esta manera ningún proyecto resulta conveniente con los criterios definidos para evaluar.

V - 2.5.3. Periodo de Repago

Se entiende como periodo de repago simple al tiempo que le lleva al proyecto cubrir la inversión inicial. Este criterio es útil por su simplicidad de cálculo y es común que un usuario residencial sin conocimientos financieros recurra a este indicador para evaluar la inversión.

CHP					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Cordoba	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago
Gran Buenos Aires y Capital	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago
Buenos Aires (resto)	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago
Solar					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Salta	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago
Jujuy	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago
Chaco	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago	No hay repago
Eólica en zona promedio provincial					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Chubut	10	10	10	10	10
Santa Cruz	10	10	N/D	10	10
Tierra del Fuego	10	10	N/D	10	N/D
Eólica en zona de buen recurso					
	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Buenos Aires (resto)	10	10	10	10	10
Chubut	10	10	10	10	10

Tabla V-3. Periodo de repago por tecnología por usuario en años.

Con este indicador se ve claramente la no conveniencia de la utilización de GD tal como está definido el mercado actualmente. Esto se ve claramente en las tecnologías solares y aquellas propias de los sistemas CHP donde en los 10 años de operación no se logra repagar la inversión. Es decir, su periodo de repago simple supera la duración del

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

proyecto tal como está definido. En el caso de la tecnología eólica se logra cubrir la inversión inicial en el último año de operación, representando la mejor opción de las evaluadas. En la Tabla V-3 se ven los periodos de repago para los usuarios considerados.

V - 3. Sensibilidades

Este trabajo no podría terminarse en este punto ya que una parte muy importante de este trabajo es identificar que variables manipular para lograr que la GD sea una inversión en generación rentable. De esta manera resulta interesante evaluar alternativas a la situación de mercado planteadas y de esta manera llegar a conclusiones más enriquecedoras.

Para evaluar las condiciones deben darse en el mercado para que las tecnologías sean rentables se pasan a analizar la respuesta del VAN, considerado como principal indicador de la aceptación de los proyectos, frente a cambios en las variables principales de los modelos. El análisis se realiza cambiando una variable y dejando el resto de las variables tal como fueron definidas en las evaluaciones.

V - 3.1.1. Sensibilidad del precio energía eléctrica

Primero se evalúa la respuesta de las diferentes tecnologías al fijar un precio uniforme para todo el periodo de análisis, esto es sin suponer el crecimiento del 10 % planteado en el modelo. Para visualizar el impacto para cada tecnología se pasa a graficar el comportamiento. Los gráficos se presentan en el Anexo C debido a que fueron realizados para cada uno de los usuarios en las provincias consideradas antes y se trata de un material extenso.

Las principales conclusiones de los gráficos es que la tecnología solar parece inviable requiriendo en un precio de aproximadamente una 20 veces superior al actual, es decir del orden de los 1417 US\$/MWh, para asegurar un VAN igual a 0. Por otro lado las tecnologías CHP y eólica requieren un precio 5 veces y 3 veces mayor respectivamente para lograr el VAN igual a cero, es decir la TIR igual a la tasa de descuento propuesta. En el caso de la eólica, el precio promedio requerido para lograr el VAN igual a cero es del orden de los 219 US\$/MWh, cercano a los 188 US\$/MWh obtenidos al fin de los 10 años con el crecimiento del 10% anual que se propuso en la evaluación. De esta manera parece ser la tecnología con mayor viabilidad desde este punto de vista. En la Tabla V-6 se detallan los precios en US\$/MWh requeridos para obtener el VAN igual a 0 en cada una de las tecnologías, para los diferentes usuarios.

Por otro lado, de los valores se deduce que el precio que permite el VAN igual a 0 resulta función de la tecnología, la provincia y del tipo de usuario por otro lado, de considerar o no el impuesto a las ganancias. De esta manera para la solar y la eólica se definen dos precios por provincia, uno para los residenciales y otro para los otros usuarios que pagan impuesto a las ganancias. Por otro lado, para los sistemas CHP

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

cambia el precio debido a que se implementan diferentes tecnologías para dichos sistemas, definidas según los criterios comentados en el capítulo anterior.

CHP					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Cordoba	545	244	644	209	209
Gran Buenos Aires y Capital	538	416	290	358	317
Buenos Aires (resto)	491	240	565	358	317
Solar					
Provincia	Residencial	Resto			
Salta	1.120	1.509			
Jujuy	1.040	1.400			
Chaco	1.169	1.574			
Eólica en zona promedio provincial					
Provincia	Residencial	Resto			
Chubut	199	259			
Santa Cruz	162	209			
Tierra del Fuego	193	251			
Eólica en zona de buen recurso					
Provincia	Residencial	Resto			
Buenos Aires (resto)	184	239			
Chubut	155	201			

Tabla V-6. Precios por tecnología para lograr un VAN igual a cero [US\$/MWh].

V - 3.1.2. Sensibilidad del precio de dispositivos

El precio de los dispositivos puede variar con su mayor inserción en el mercado. De esta manera se paso a evaluar la influencia de un cambio en el precio por potencia instalada. Esto da un efecto muy favorable en la tecnología eólica principalmente, por otro lado los sistemas CHP no se ven favorecidos por afectar esta variable. Esto último se debe al alto precio del gas y al margen negativo que dichos sistemas obtienen en los primeros años de generación. A su vez ciertas tecnologías CHP tienen un elevado precio por potencia, poniéndose casi al nivel de las celdas fotovoltaicas con esta visión. Por otro lado la tecnología solar resulta rentable recién con un precio por potencia aproximadamente un 90% menor en promedio, dando una idea del elevado costo de la tecnología. En el Anexo C se detallan los gráficos que reflejan el análisis comentado.

V - 3.1.3. Sensibilidad del precio del gas

Debido a que el precio del gas es muy variable y en el modelo de evaluación utilizado en este trabajo se considero en el orden de los 15 US\$/MMBTU con un crecimiento del 3% anual en dólares, se considera interesante analizar el resultado del VAN frente a cambio de esta variable. De esta manera se evaluó la sensibilidad del VAN de las inversiones en sistemas CHP frente a cambios en el precio del gas. Los resultados evidenciaron que si bien se trata de una variable con impacto en el modelo no se logra obtener un VAN positivo debido al alto costo de la tecnología. Los resultados de la sensibilidad se presentan en gráficos en el Anexo C.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

V - 4. Beneficios de GD

Hasta aquí vimos que los proyectos pueden hacerse rentables frente a cambios en ciertas variables principales, sin embargo se ha comentado a lo largo del trabajo beneficios que no pueden ser internalizados fácilmente en la evaluación de los proyectos.

En primer lugar, la implementación de GD trae como consecuencia la reducción de las pérdidas de transporte y distribución en el sistema eléctrico. Esto es posible ya que la generación esta embebida dentro del sistema de distribución y más cerca de la carga. Es complejo calcular un valor técnico para tal beneficio, sin embargo sabemos de lo comentado algunos capítulos atrás que para Argentina aproximadamente el 6% de la energía demandada responde a pérdidas técnicas dentro del sistema. De esta manera se puede suponer que cada MWh generado mediante GD no solo reduce la demanda propiamente dicha sino también las pérdidas debido a dicha demanda sin tener que generarlas. Esto implica un uso más eficiente de la energía para el sistema, bajando la generación requerida del sistema en la energía generada por los dispositivos GD más el 10% por ahorro de dichas pérdidas. En la Tabla V-7 se detalla la energía generada por las unidades GD durante su operación por los 10 años de los proyectos, el ahorro para todo el sistema está en el orden del 10% sobre estos valores.

El segundo beneficio que permite la utilización de la GD planteada es el ahorro de gas para el sistema. De esta manera en vez de estar utilizando la generación tradicional térmica, que representa más del 50% de la instalada en el país, se opta por generación renovable o por generación térmica pero más eficiente. Esto hace que el sistema sea más eficiente y se reduzca el consumo de combustibles fósiles en generación, un claro problema del sistema actual. Actualmente por cada MWh de energía eléctrica se requiere aproximadamente 208 m³ de gas. Este valor se obtuvo considerando que para el año 2010 se generaron 7237 GWh de energía y se consumieron, considerando todos los combustibles, aproximadamente $1,4 \times 10^{13}$ kcal para dicha generación⁵⁰. Este se trata de un cálculo aproximado y para todo el parque generador térmico, considerando maquinas de muy distinta eficiencia. Según esta cálculo la eficiencia promedio del parque es del orden del 44%, sin embargo es claro que existen maquinas con eficiencias inferiores que permiten llegar a este valor medio, y de ser rigurosos el análisis del ahorro debería realizarse sobre estas para apreciar el ahorro real. De todas maneras aún considerando este consumo promedio se genera un ahorro del 54 m³ de gas por MWh considerando la tecnología de GD de mayor consumo. Los consumos de gas por MWh son los presentados en la Tabla V-8, mostrando únicamente los de las unidades CHP, ya que las otras al ser renovables no consumen gas natural. En el caso de Argentina el ahorro a nivel sistema es aún mayor debido en términos monetarios debido a que se estaría sustituyendo la utilización de combustibles líquidos para generar, cuyo precio resulta hasta 2 veces mayor que el GNL, que ya es considerado un gas sumamente

⁵⁰ Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la Republica Argentina Diciembre 2010, CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica)

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

costoso. A nivel mundial el precio del GNL era aproximadamente 3 veces mayor al del gas en los EEUU⁵¹.

En tercer lugar está las emisiones de CO₂, que resulta menor con este tipo de generación por utilizar tecnologías renovables o, en el caso de los sistemas CHP, con menores emisiones que las tradicionales en la mayoría de los casos. El factor de emisión promedio de los últimos 3 años para todo el parque térmico es de 541 kg de CO₂ por MWh⁵², representando un ahorro total en el caso de las tecnologías renovables y en el caso de los sistemas CHP el factor de emisión por MWh se presenta para los proyectos evaluados en la Tabla V-9, asumiendo una factor de emisión para el gas natural de 1,951 tCO₂/dam³. Se ve un ahorro de las emisiones de 240 kg/MWh considerando la tecnología con mayor nivel de emisiones de CO₂.

Además la GD permite que a usuarios en regiones sin red eléctrica de abastecerse de energía eléctrica ahorrando los costos de expandir la red de transporte y distribución.

Teniendo en cuenta estos factores se calculo el subsidio constante anual y en dólares que debe ser desembolsado durante la operación de los proyectos para obtener un VAN igual a 0. En la Tabla V-10 se ven dichos valores. Este subsidio puede ser implementado mediante de diferentes maneras, las más lógica sería asegurando un precio mayor, con el objetivo de obtener un sistema más eficiente y sustentable.

CHP					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Cordoba	4	8	936	413	30.655
Gran Buenos Aires y Capital	4	9	1.726	19	4.972
Buenos Aires (resto)	4	9	565	118	12.586
Solar					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Salta	4	21	3.124	106	3.579
Jujuy	3	17	1.869	359	48.805
Chaco	7	21	9.215	93	11.656
Eólica en zona promedio provincial					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Chubut	4	8	1.627	301	74.203
Santa Cruz	5	7	N/D	450	28.882
Tierra del Fuego	4	13	N/D	274	N/D
Eólica en zona de buen recurso					
	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Buenos Aires (resto)	4	9	937	294	24.589
Chubut	5	8	1.627	301	74.203

Tabla V-7. Generación de la unidad GD por usuario [MWh].

CHP					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Cordoba	123	148	154	148	148
Gran Buenos Aires y Capital	123	123	148	123	119
Buenos Aires (resto)	123	148	154	123	119

Tabla V-8. Consumo de gas [m³/MWh].

⁵¹ Fuente: Banco Mundial, <http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data>.

⁵² Fuente: Factor de Emisión Secretaría de Energía, 2010.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

CHP					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Cordoba	241	289	301	289	289
Gran Buenos Aires y Capital	241	241	289	241	232
Buenos Aires (resto)	241	289	301	241	232

Tabla V-9. Emisiones por tecnología [kg CO₂/MWh].

CHP					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Cordoba	1.620	967	493.139	38.315	2.841.642
Gran Buenos Aires y Capital	1.621	2.833	298.222	4.586	993.425
Buenos Aires (resto)	1.625	1.160	253.194	28.526	2.514.683
Solar					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Salta	4.221	29.271	4.350.357	148.250	4.984.913
Jujuy	3.199	21.640	2.399.969	460.814	62.660.484
Chaco	7.858	31.320	13.432.603	135.374	16.991.907
Eólica en zona promedio provincial					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Chubut	308	1.171	231.857	42.912	10.573.339
Santa Cruz	214	620	N/D	41.695	2.678.361
Tierra del Fuego	296	1.810	N/D	36.790	N/D
Eólica en zona de buen recurso					
Provincia	Residencial	Comercial no GUMEM	Comercial GUMEM	Industrial no GUMEM	Industrial GUMEM
Buenos Aires (resto)	276	1.140	114.762	35.995	3.011.312
Chubut	193	691	136.796	25.318	6.238.286

Tabla V-10. Subsidios anuales [US\$].

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

VI. Conclusiones

En este trabajo se ha presentado la generación distribuida como una posibilidad frente a las necesidades existentes en el sistema eléctrico argentino. Para esto se identificaron estas necesidades las cuales se pueden resumir en:

- Gasto público: es muy elevado.
- Nueva generación: se requiere mayor capacidad para cubrir la demanda futura.
- Alto porcentaje de generación térmica
 - Riesgo de abastecimiento y baja resiliencia del sistema, por la dependencia en los combustibles fósiles, principalmente el gas natural.
 - Emisiones de CO₂.
- Acceso a la energía igualitaria en todo el territorio.

Partiendo de estas necesidades se decidió considerar la GD. La misma surge como una propuesta renovada del concepto de generación distribuida practicada en los principios del sistema eléctrico, implementando tecnologías renovables y el principio de la generación combinada de energía. A su vez esta propuesta es motivada por la mayor participación del usuario del sistema energético, pasando a tener un rol mucho más activo que el tradicional motivado por un mercado más liberalizado y por la concientización devenida del cambio climático y las cuestiones ambientales. Los beneficios potenciales que permite esta forma de generar energía eléctrica son los siguientes:

- Mayor eficiencia: se reducen las pérdidas del sistema por mayor cercanía con la demanda y mayor eficiencia en la utilización de la energía primaria mediante la implementación de sistemas CHP.
- Mayor resiliencia: se diversifica la matriz energética mediante la implementación de unidades de generación que utilizan fuentes de energía más variadas por la descentralización de la generación.
- Reducción de emisiones de GHG: se reducen por la mayor eficiencia en la utilización de los combustibles fósiles y la posibilidad de aprovechar los recursos renovables localizados de forma dispersa mediante tecnologías renovables.
- Servicios auxiliares: se estimula el ofrecimiento de servicios que mejoran el funcionamiento del sistema mediante la instalación de ciertas tecnologías propias de la GD.
- Mayor seguridad del sistema: al descentralizar la generación el sistema es menos vulnerable, asegurando un mejor abastecimiento.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

- Menos superficie ocupada: se trata de unidades de generación más compactas ya que son enfocadas al usuario.
- Mayor acceso: facilita el acceso a la electricidad sin necesidad de grandes obras de infraestructura de expansión de la red para abastecer regiones aisladas.

Teniendo en mente estos potenciales beneficios se paso a evaluar si la misma resultaría practicable en nuestro país. Se entendieron las principales tecnologías que existen dentro de esta modalidad de generación y se seleccionaron aquellas que mejor se adaptaban al territorio nacional. Se identificaron las regiones con mayor afinidad a las mismas y se paso a dimensionar las potencias a instalar para los diferentes usuarios del territorio. Con este dimensionamiento se realizaron modelos que permitieran llevar adelante las evaluaciones económicas y llegar a conclusiones. Resulta conveniente comentar que para la tecnología de sistemas CHP se fue optando por la tecnología que mejor se adaptaba a cada usuario considerando su consumo de gas y su consumo eléctrico.

Como resultado de todo el proceso se obtuvo que para las condiciones de mercado existentes actualmente, la generación distribuida no resultaría viable como una inversión cuya tasa de descuento exigida es del orden del 11%, aún asumiendo que los precios a cobrar por la energía eléctrica generada sean los del mercado spot manteniendo un crecimiento del 10% anual. Sin embargo, mediante el análisis de sensibilidad se detectaron aquellas variables que podrían alterarse del modelo para obtener resultados más satisfactorios para los proyectos. De esta manera se detecto que de asegurar un precio aproximadamente cuatro veces superior al spot del año 2010 en dólares (66 US\$/MWh) para todo el período de operación, la inversión tendría un VAN igual a cero para la tecnología eólica, la tecnología más rentable según este trabajo dentro del territorio argentino. Así se podría aceptar la inversión, considerándola con una rentabilidad igual a la tasa de descuento considerada del 11%. Para las otras tecnologías se encontraron dichos precios pero los mismos resultaban más elevados.

Finalmente se obtuvo un flujo de fondos que de ser recibido de forma constante durante la operación se garantizará una inversión con una rentabilidad del 11%, es decir con el VAN igual a cero según el criterio de evaluación de este trabajo. El mismo puede interpretarse como un subsidio requerido para incentivar la implementación de esta modalidad de generación y de esta manera lograr beneficiar al sistema eléctrico y a la sociedad toda. Específicamente se pueden asumir beneficios en cuanto a las emisiones de CO₂ y la mayor eficiencia del sistema eléctrico son razón suficiente para incentivar dicha forma de generación.

VI - 1. Barreras

Ya se han evaluado en el cuerpo de este trabajo las barreras presentes bajo la visión económica, sin embargo existen otro tipo de barreras a considerar que influyen en la implementación de la GD.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

VI - 1.1. Barreras técnicas

En el cuerpo de este trabajo se han explicado en detalle las tecnologías que permiten generar energía eléctrica, sin embargo poco se ha explicado en lo referente a la conexión de la GD al sistema eléctrico.

Como una primera aproximación se debe tener en cuenta que el sistema eléctrico de distribución fue diseñado pensando únicamente que los flujos de potencia serían desde los sistemas de transporte hacia los usuarios finales de la energía. Al incorporar la GD, los sistemas de distribución deberán desarrollarse de manera que puedan lidiar con este flujo de potencia en ambos sentidos. A su vez será necesario medir la energía inyectada y consumida a la red por los usuarios que hayan instalado GD, implementando la utilización de los medidores inteligentes que permiten mediar estas variables.

Por otro lado son necesarias ciertas consideraciones a la hora de conectar la unidad de GD al sistema de distribución para también proteger la unidad. Estas instalaciones que fueron consideradas dentro del valor de la inversión pero no fueron dimensionadas ni comentadas más en detalle debido a los tecnicismos requeridos.

En definitiva las barreras técnicas para la instalación de GD implican un análisis mayor que sin duda puede ser el próximo paso para futuros trabajos sobre esta temática.

VI - 1.2. Barreras legales

Es necesaria una estructura legal para que la GD tenga una penetración considerable en nuestro país. Los países europeos comentados en el cuerpo de este trabajo han desarrollado tal estructura y sería realmente interesante adaptar estas a la Argentina.

VI - 1.3. Barreras sociales

Las barreras sociales presentes son las referentes a aceptar el nuevo rol que le corresponde al usuario de energía eléctrica. Un rol más activo en el sistema y más involucrado con las cuestiones de energía. Lamentablemente en Argentina esta actitud es más complicada en relación con los países citados como abanderados de la GD. Esto en parte es debido al menor precio de la energía por el subsidio estatal que hace que los usuarios residenciales no logren valorizar correctamente la energía consumida. Sin embargo el análisis a realizar es más profundo y es necesario estudiar cuales son las acciones necesarias para lograr este cambio y así aumentar la penetración de GD en Argentina.

VI - 1.4. Barreras políticas

Sin duda la superación de las barreras anteriores puede ser ampliamente favorecida por una política estatal a favor de la GD. Actualmente el estado Argentino da signos de

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

interés en cuestiones energéticas, y ha incentivado la implementación de GD mediante entidades como ENARSA con proyectos de GD comentados en el cuerpo de este trabajo. A su vez con la resolución 200/2007 de la Secretaría de Energía ha dejado en claro el apoyo a la instalación de nueva generación.

Por otro lado, los cambios que puede causar en la estructura del sistema eléctrico una alta penetración de GD pueden aumentar estas barreras, por los intereses de los principales actores del sistema. El análisis de estas consecuencias a nivel sistema también resulta en un tema a desarrollar en el futuro.

VI - 2. Reflexiones finales

Con esto termina este trabajo, habiendo cumplido su objetivo de analizar la factibilidad de este tipo de generación en Argentina. Las conclusiones no son del todo favorables evaluando al mercado tal como está definido, de todas maneras se entendieron los beneficios que la generación distribuida puede traer al sistema y se definió una manera de llevarla adelante dentro de todo el territorio nacional. Se demostró que con ciertos incentivos monetarios la inversión en GD es rentable y atractiva y que la misma trae beneficios en todo el sistema y la sociedad. De esta manera se puede concluir que la factibilidad de la GD depende por el momento de contar con dichos incentivos. Además queda evidenciado que la generación eólica es la tecnología con mejores resultados en la evaluación, muy por encima de las otras dos consideradas debido a los altos costos de las unidades y, en el caso de los sistemas CHP, por el elevado precio del gas.

Queda pendiente para futuros trabajos evaluar los aspectos comentados en las barreras citadas antes en este capítulo. Temas ligados a las cuestiones técnicas, cuyo análisis requiere un conocimiento técnico superior en flujos de potencia y otros tecnicismos eléctricos. A su vez analizar las variables sociales y los requerimientos de una estructura legal para que la GD logre su implementación a nivel nacional.

Este es un primer paso pero la temática es abundante y sumamente atractiva. Considero que gran parte del futuro de nuestra sociedad depende del uso y generación de la energía, y es necesario que seamos conscientes y cada vez más participes de este fascinante mundo.

VII. Bibliografía

- CAMMESA. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. <http://portalweb.cammesa.com/>
- WADE. World Alliance for Decentralized Energy. <http://www.localpower.org/>
- Poder Ejecutivo Nacional; Plan Estratégico Territorial (Avance 2008); 2008.
- UIA. Unión Industrial Argentina. <http://www.uia.org.ar/>
- IAE. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. <http://sitio.iae.org.ar/>
- CNEA. Comisión Nacional de Energía Atómica. <http://www.cnea.gov.ar/>
- TRANSBA – TRANSENER; Presentación WindAR 2009; 2009.
- FMI. Fondo Monetario Internacional. <http://www.imf.org/>
- JRC. European Commission Joint Research Center. Fulli Gianluca, L’Abbate Angelo, Peteves Estathios, Starr Fred; “Distributed Power Generation in Europe: Technical Issues for Further Integration”; 2008. <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/111111111/6099>
- Guillermo Arslanian; “Desarrollo de una red eléctrica inteligente en Argentina”; 2010.
- IEA. International Energy Agency; Key World Energy Statistics 2010; 2011.
- Consortium for Electric Infrastructure to Support a Digital Society (una iniciativa del Electric Power Research Institute); “The cost of power disturbances to Industrial & Digital Economy companies”; 2001.
- Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2009”, 2010
- DOE. Departamento de Energía de los Estados Unidos; Electric Power Anual 2009; 2010.
- David Trebolle Trebolle; “La Generación Distribuida en España”; 2006.

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

- Julian Tuccillo, “Distributed Renewable Generation of Electricity in Argentina”;2010.
- Michiel Houwing; “Smart Heat and Power Utilizing the flexibility of Micro Cogeneration”;2010.
- Isidoro Segura Heras; “Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica”; 2005.
- Eyup Taymur; “Photovoltaics System Sizing”; 2009.
- James Larminie , Andrew Dicks; “Fuel Cell Systems Explained”; 2003.
- ENARGAS. Ente Nacional Regulador del Gas. //http://www.enargas.gov.ar/
- Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini; "Atlas de Energía Solar de la República Argentina"; 2007.
- CREE. Centro Regional de Energía Eólica. http://www.eolica.com.ar/
- SIG Eólico. Sistema de Información Geográfico, Mapa eólico Nacional: http://www.sigeolico.com.ar
- Banco Mundial, http://data.worldbank.org/
- Pereiro y Galli, “La Determinación del Costo del Capital en la Valuación de Empresas de Capital Cerrado: una Guía Práctica”.
- Secretaría de Energía. http://energia3.mecon.gov.ar/

Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

VIII - 2. Anexo B. Flujo de Fondos

A continuación se presenta el flujo de fondos para los usuarios comerciales no GUMEM de Santa Cruz que instalan una turbina eólica a modo de ejemplo para el cálculo del flujo de fondos:

Santa Cruz - Usuario comercial no GUMEM Tecnología Eólica

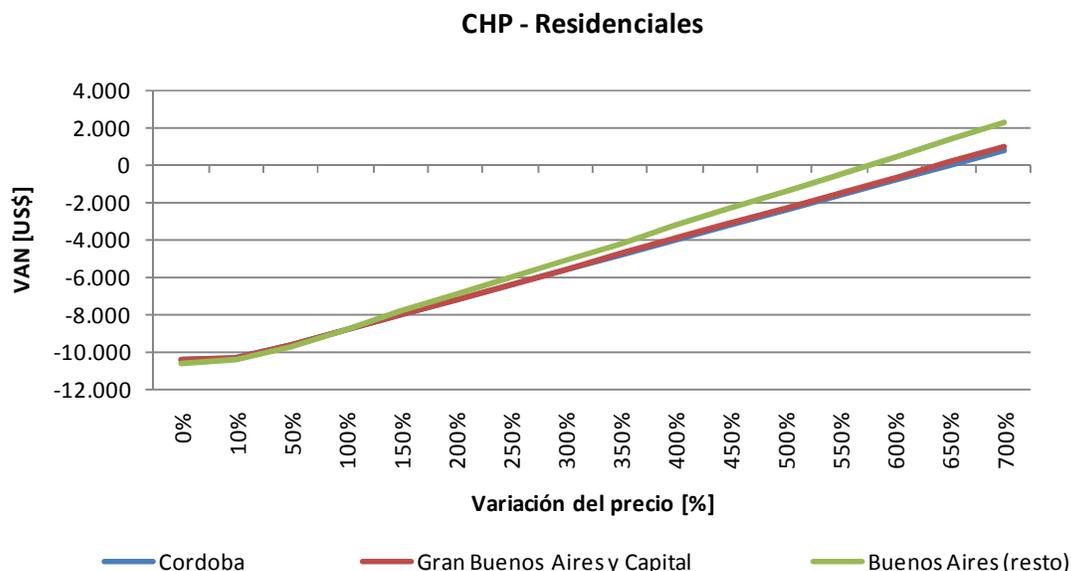
[US\$]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Generación de energía eléctrica	0	532	585	645	707	778	856	944	1036	1139	1253
Costo de Generación de energía eléctrica	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Amortización	0	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
Resultado antes de IG	0	45	98	158	221	292	369	458	549	653	767
[US\$]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Activo fijo	6.525	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta activo fijo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3262
Generación de energía eléctrica	0	532	585	645	707	778	856	944	1036	1139	1253
Costo de Generación de energía eléctrica	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
IG (35 %)	0	16	34	55	77	102	129	160	192	228	268
Flujo de Fondos	-6.525	355	390	429	470	516	566	624	683	751	4.087
Precio energía eléctrica [US\$/MWh]	72	80	88	96	106	116	128	141	155	171	188

VIII - 3. Anexo C. Sensibilidades del VAN por proyecto y usuario

VIII - 3.1. Sensibilidad del Precio de la energía eléctrica en el VAN

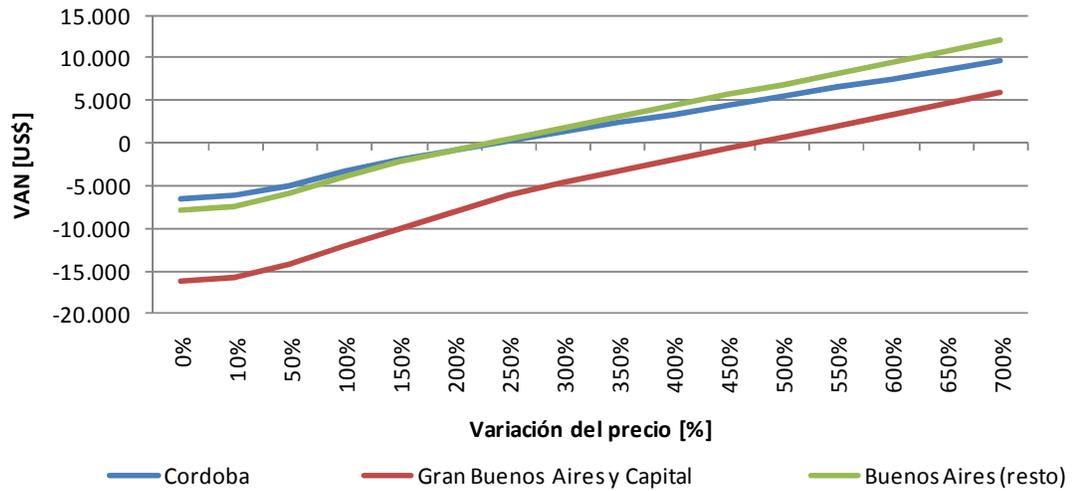
En los siguientes gráficos se muestra el cambio del VAN frente a la variación del precio de la energía eléctrica, asumiendo al mismo constante durante todo el período.

Las diferencias generadas dentro de los sistemas CHP se deben a que para cada provincia se consideran diferentes tecnologías.

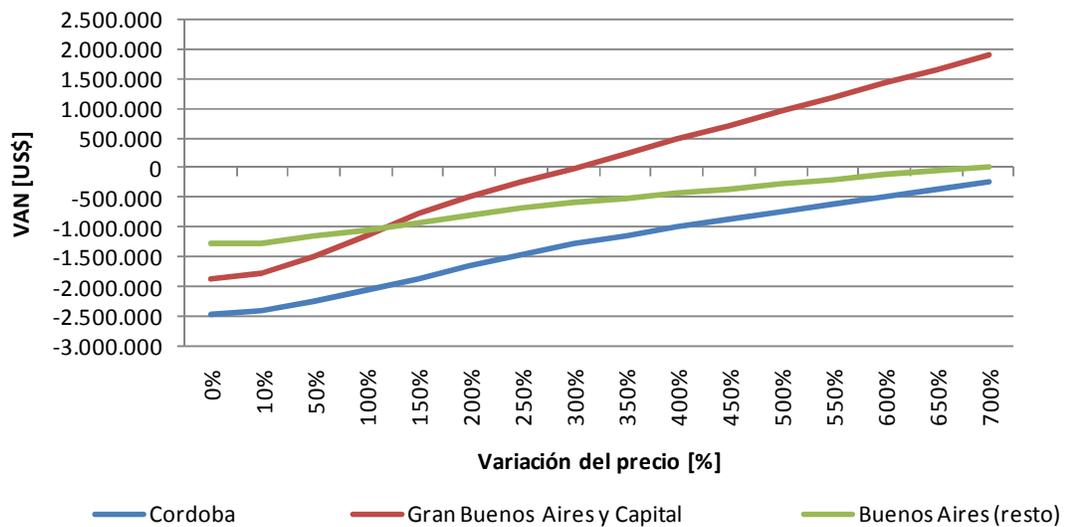


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

CHP - Comerciales no GUMEM

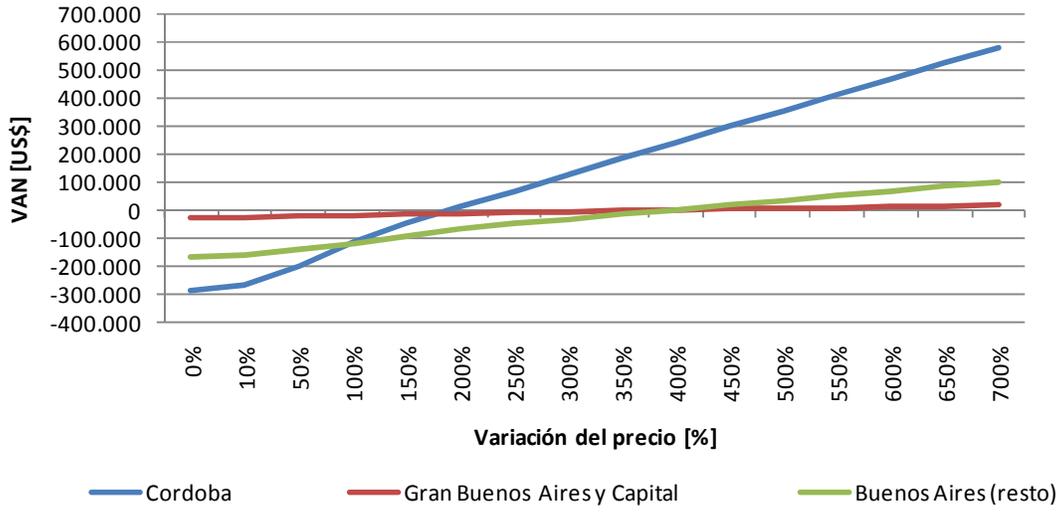


CHP - Comerciales GUMEM

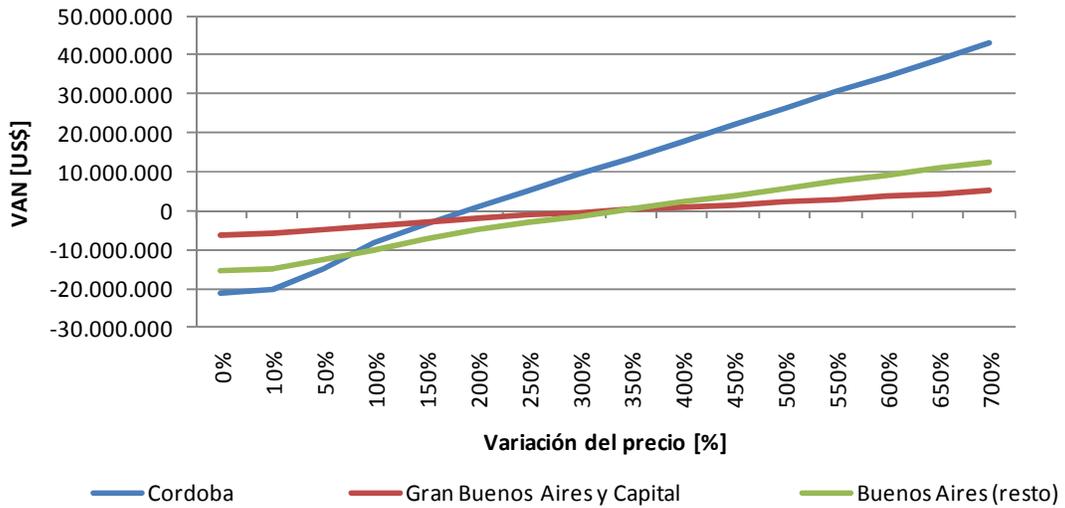


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

CHP - Industriales no GUMEM

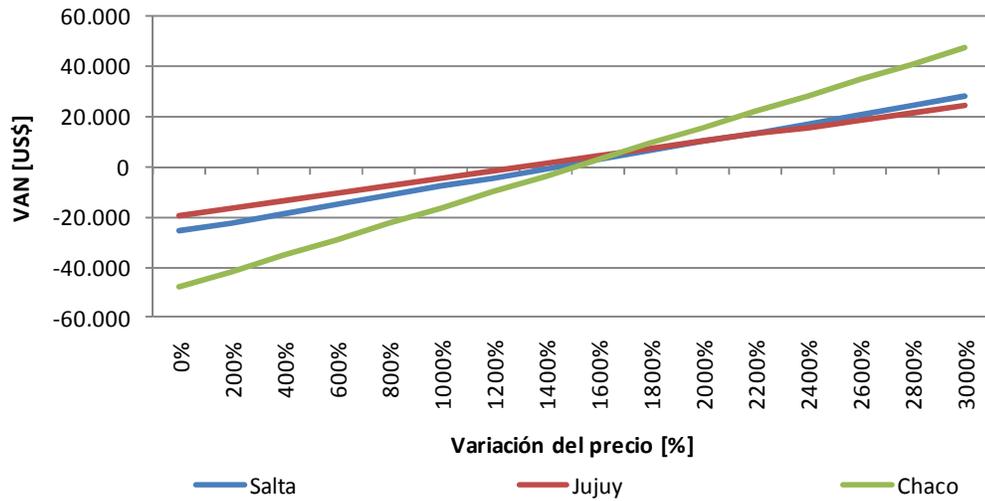


CHP - Industriales GUMEM

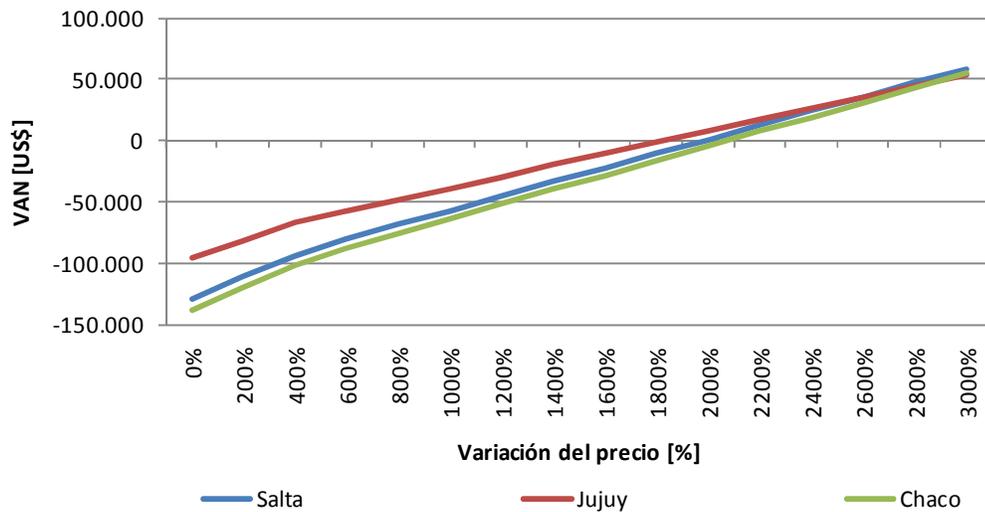


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Solar - Residenciales

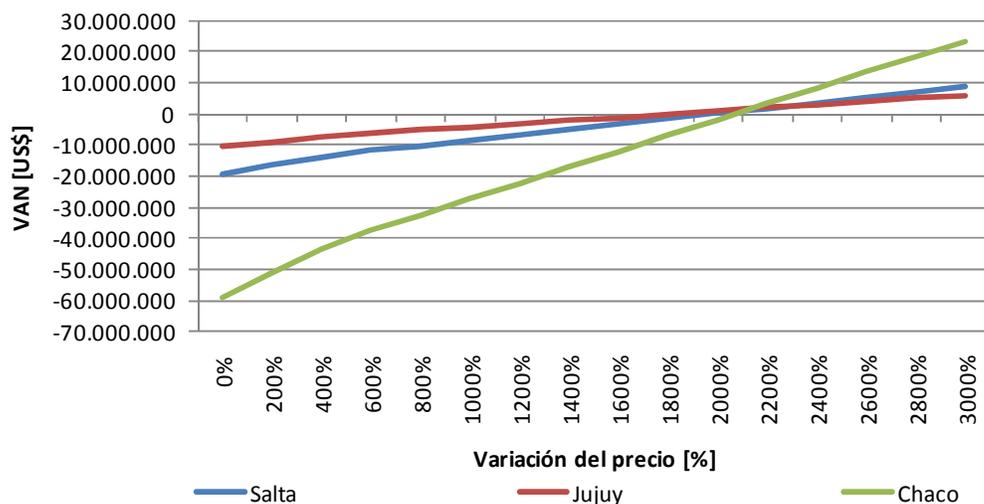


Solar - Comerciales no GUMEM

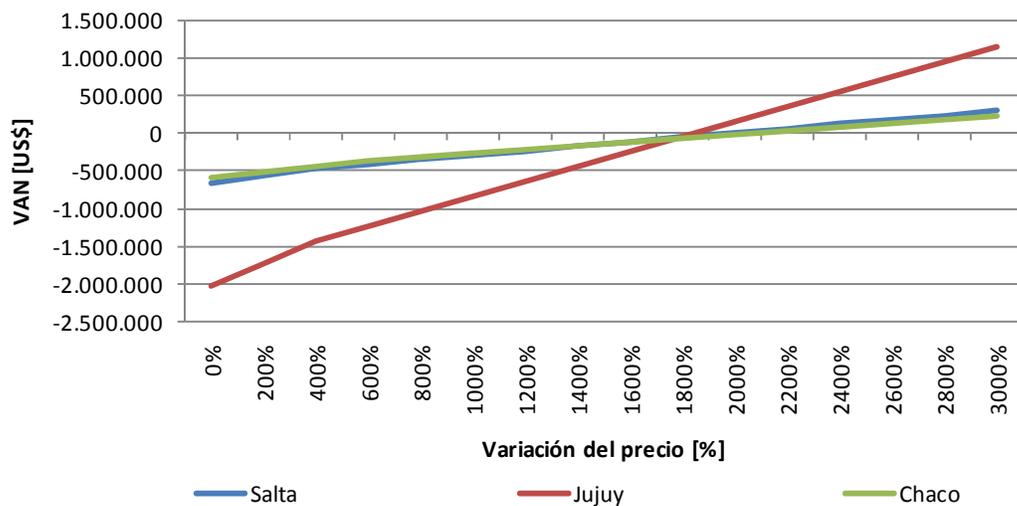


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Solar - Comerciales GUMEM

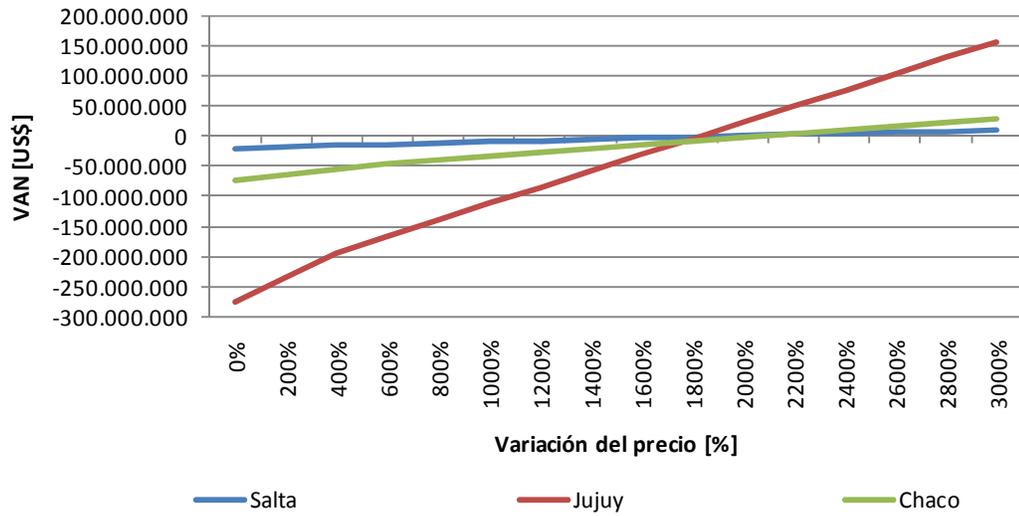


Solar - Industriales no GUMEM

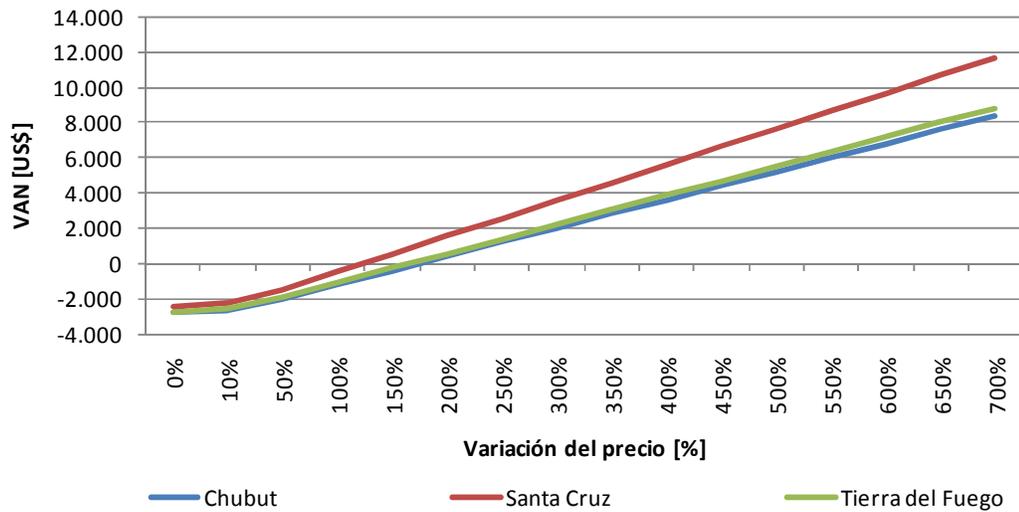


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Solar - Industriales GUMEM

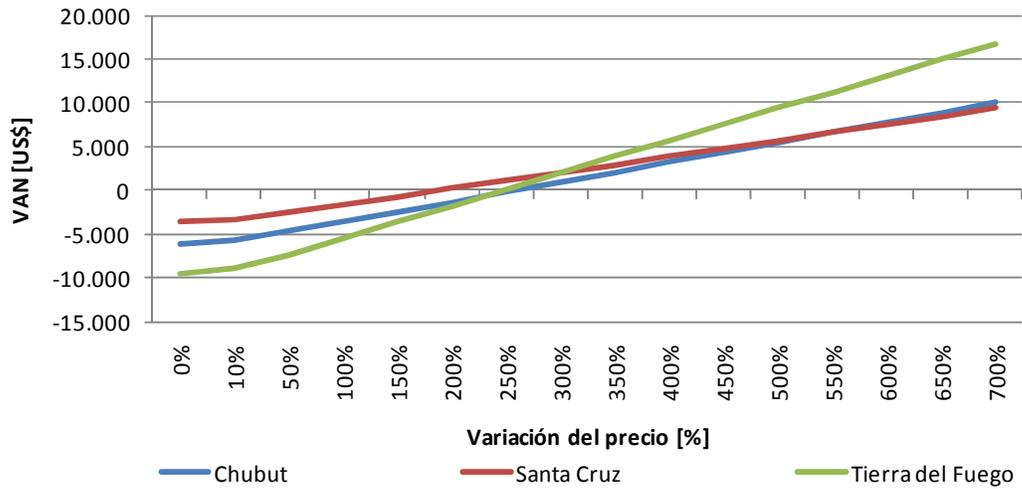


Eólica - Residenciales

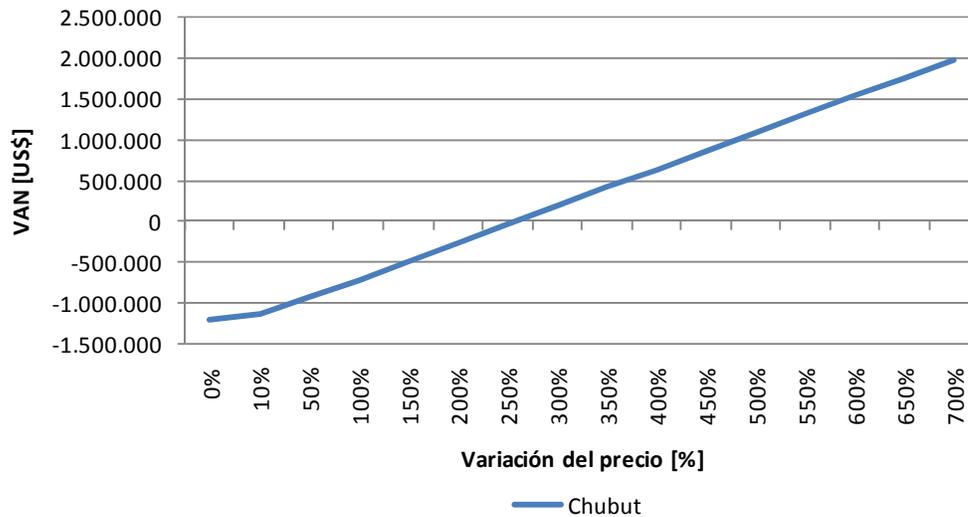


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Eólica - Comerciales no GUMEM

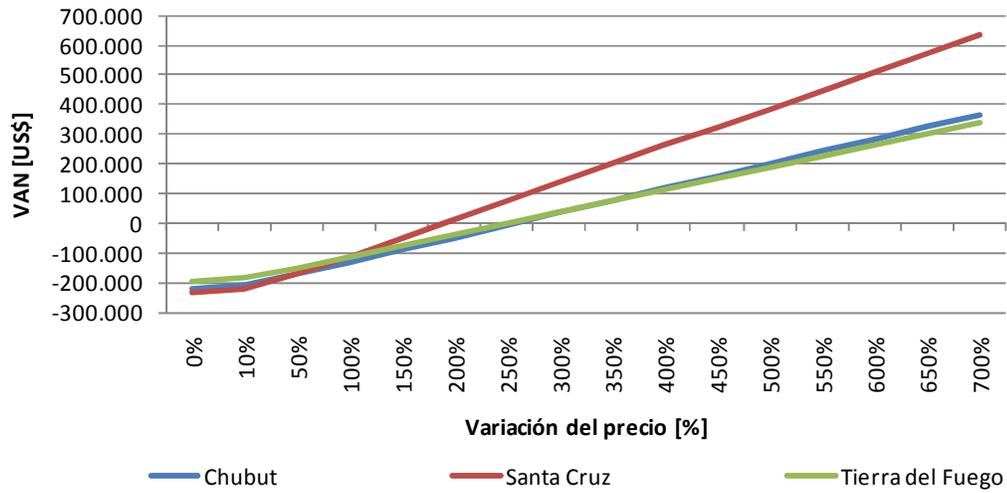


Eólica - Comerciales GUMEM

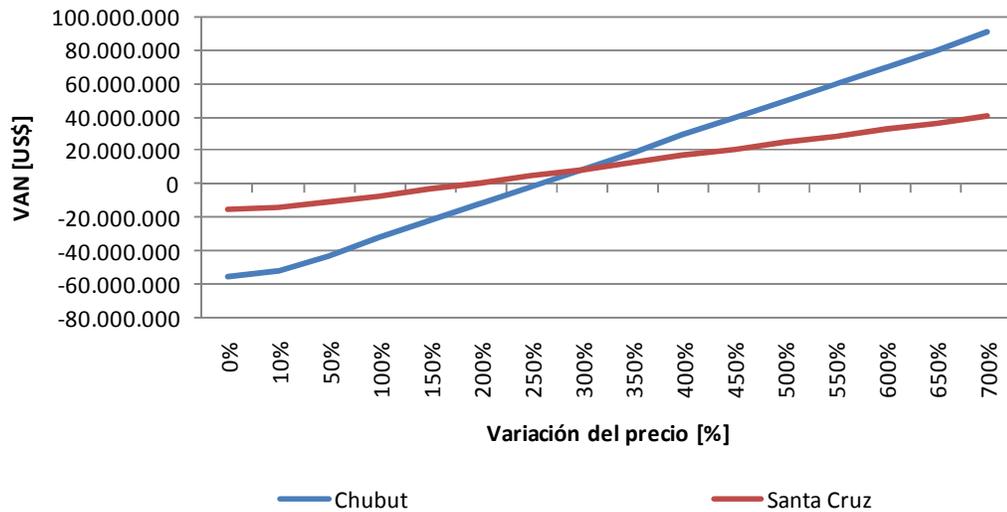


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Eólica - Industriales no GUMEM

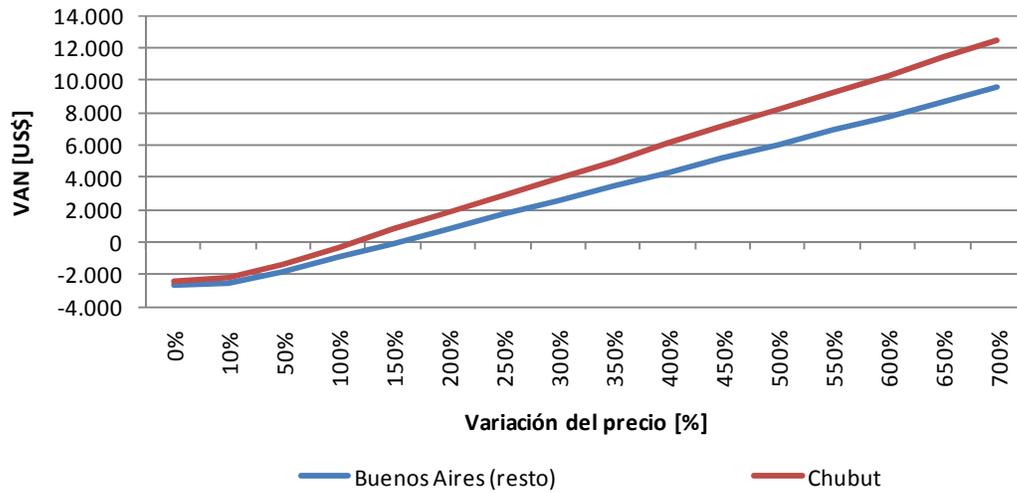


Eólica - Industriales GUMEM

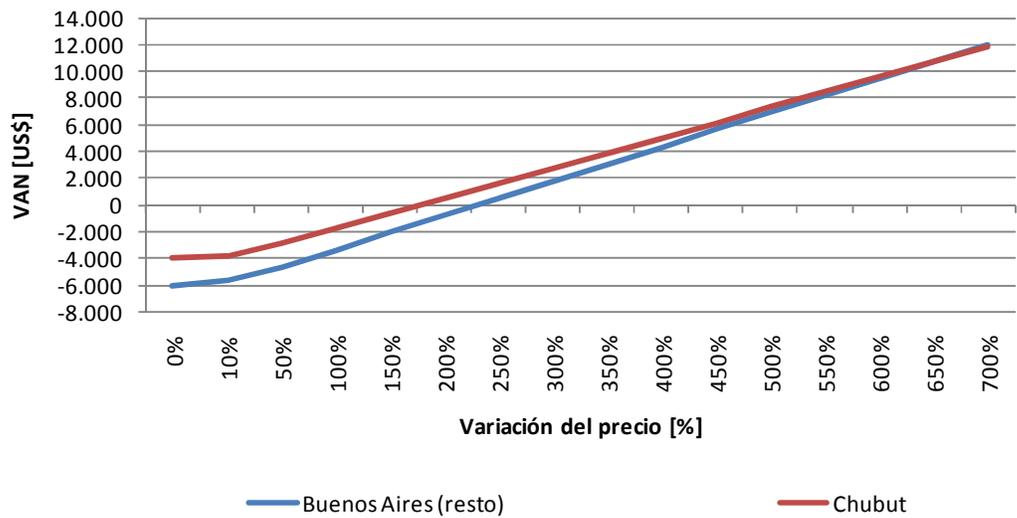


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Eólica en zona de buen recurso - Residenciales

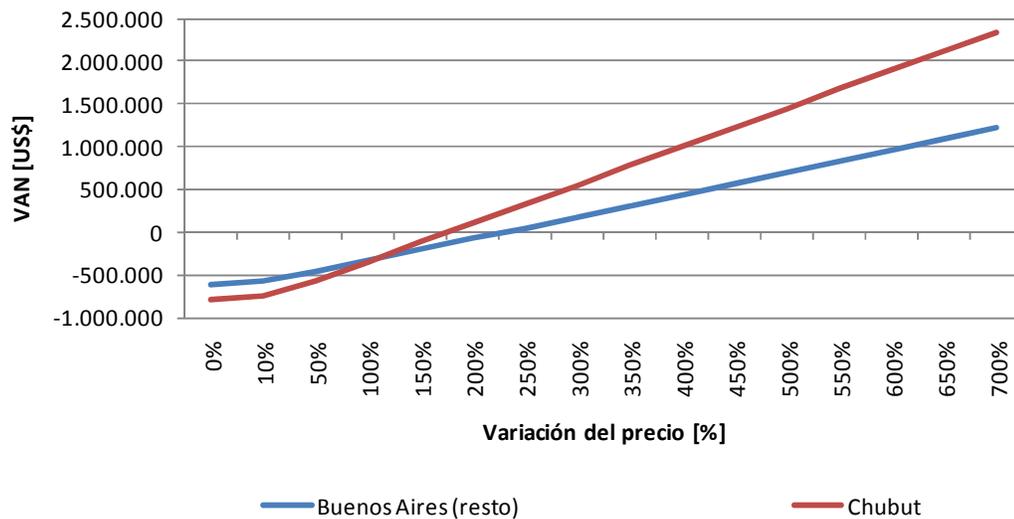


Eólica en zona de buen recurso - Comerciales no GUMEM

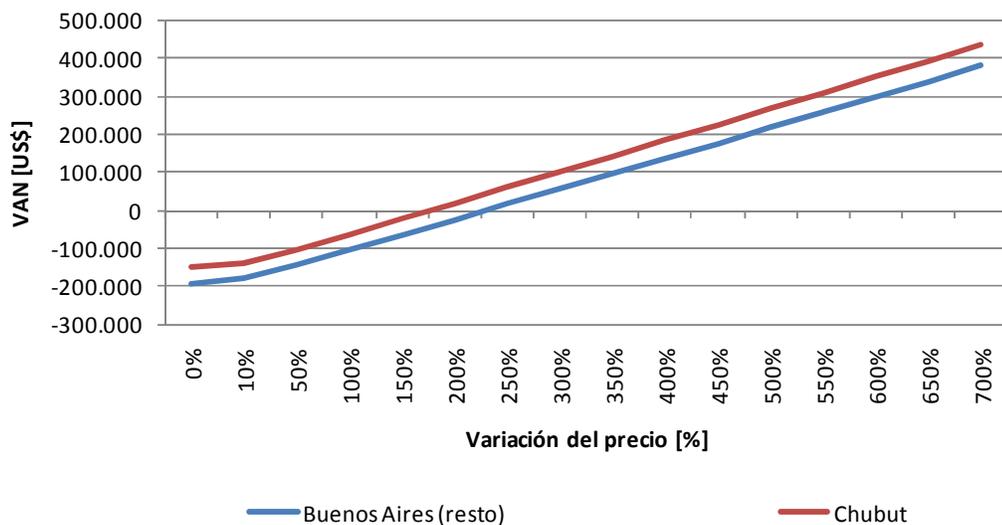


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

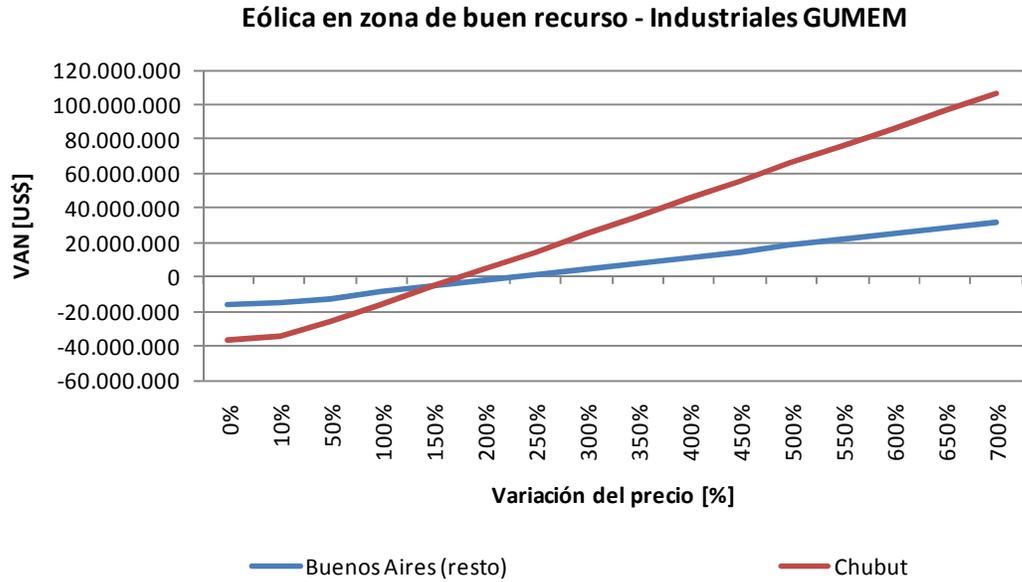
Eólica en zona de buen recurso - Comerciales no GUMEM



Eólica en zona de buen recurso - Industriales no GUMEM

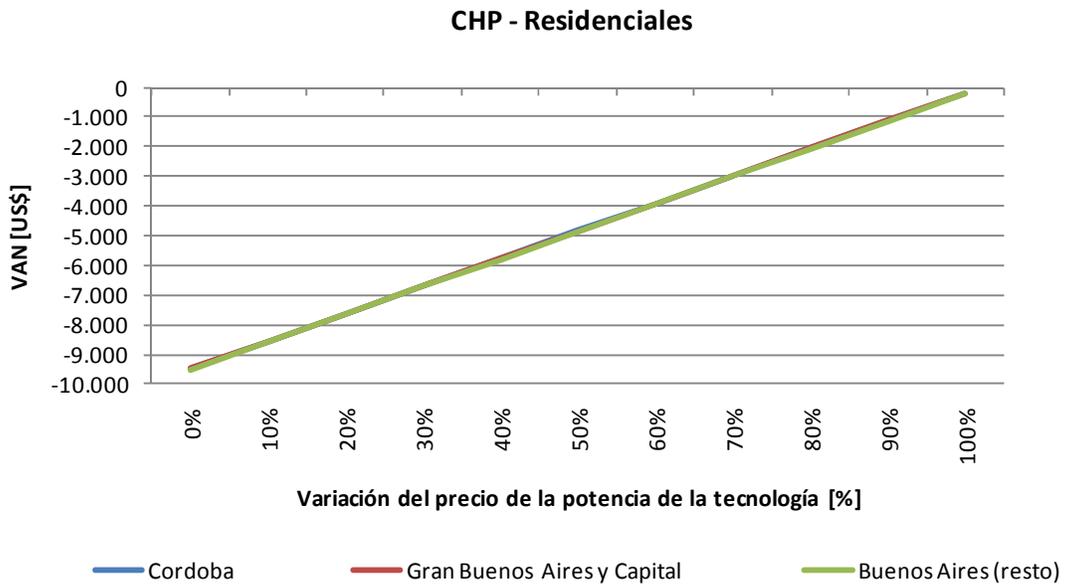


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?



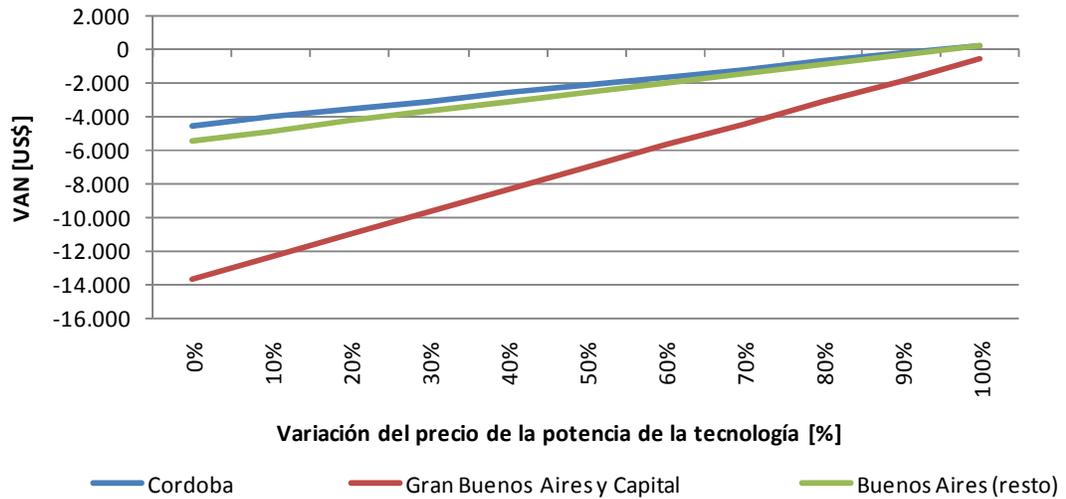
VIII - 3.2. Sensibilidad del Precio de la potencia a instalar en el VAN

En los siguientes gráficos se muestra el cambio del VAN frente a la variación del precio de la potencia a instalar. La variación expresa la reducción porcentual del precio por potencia de la tecnología determinada para cada usuario. Se ve que dicha variación en los sistemas CHP no impacta prácticamente debido al elevado costo del gas natural considerado. Por otro lado se aprecia que para la tecnología solar el descuento debe ser por lo general mayor al 90% para que al precio del modelo la inversión sea aceptable evaluando el VAN.

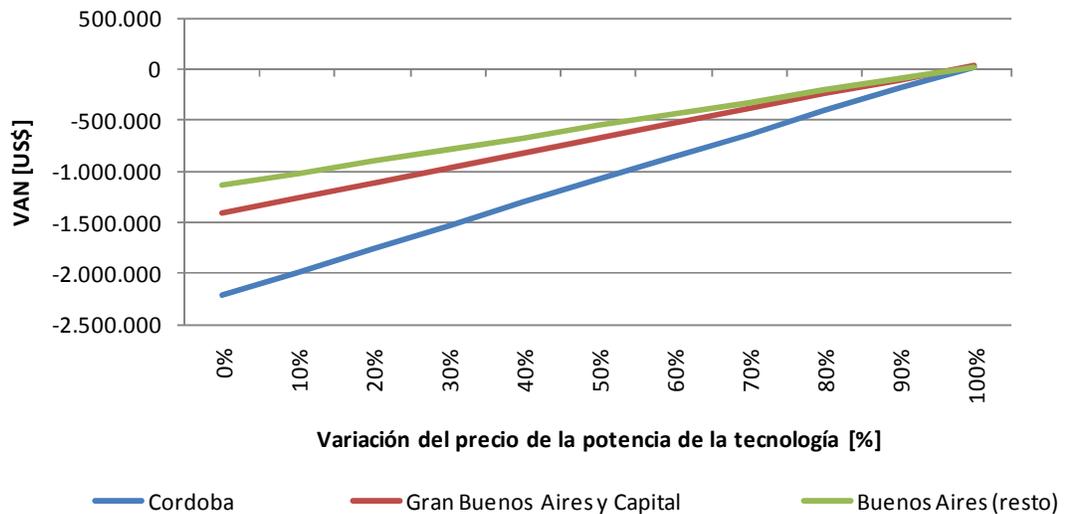


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

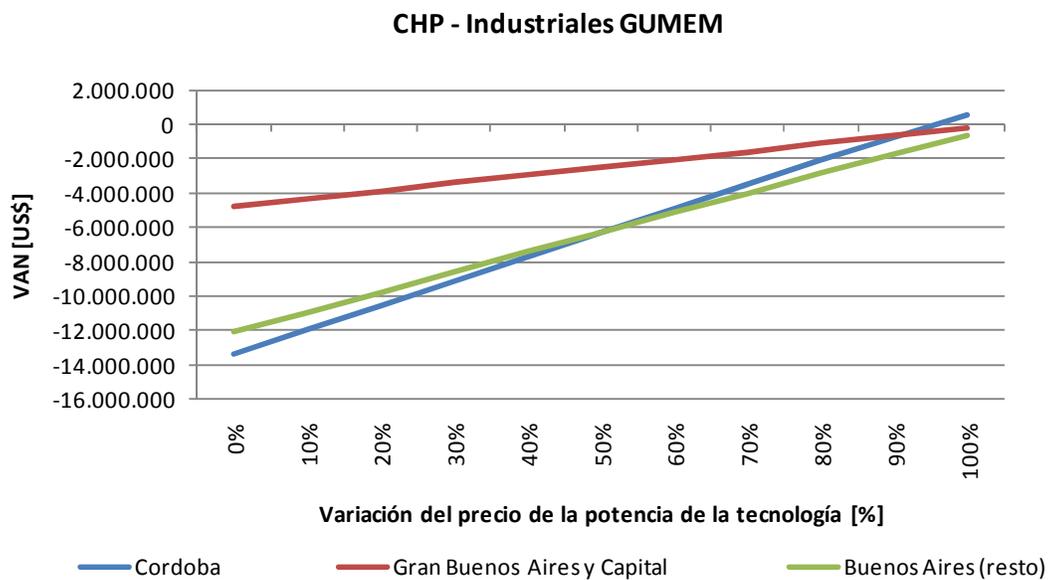
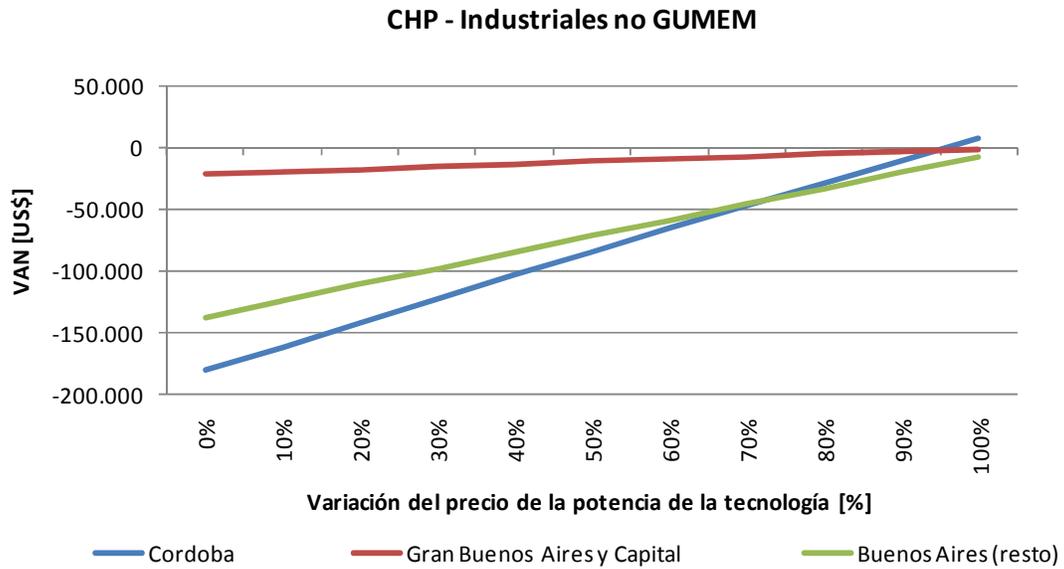
CHP - Comerciales no GUMEM



CHP - Comerciales GUMEM

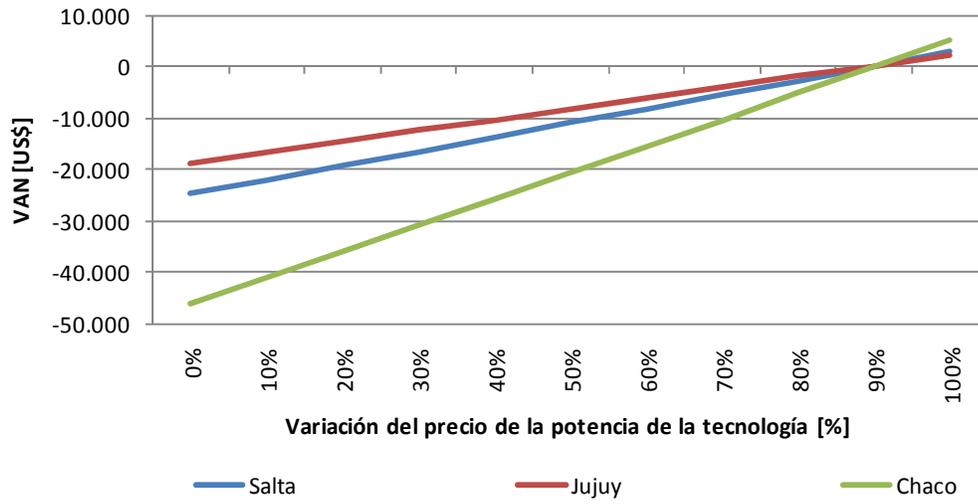


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

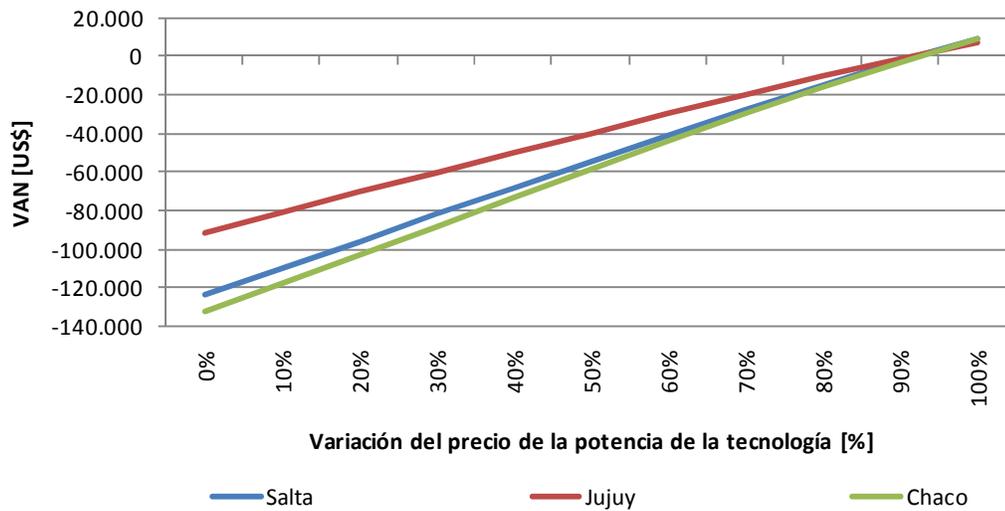


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Solar - Residenciales

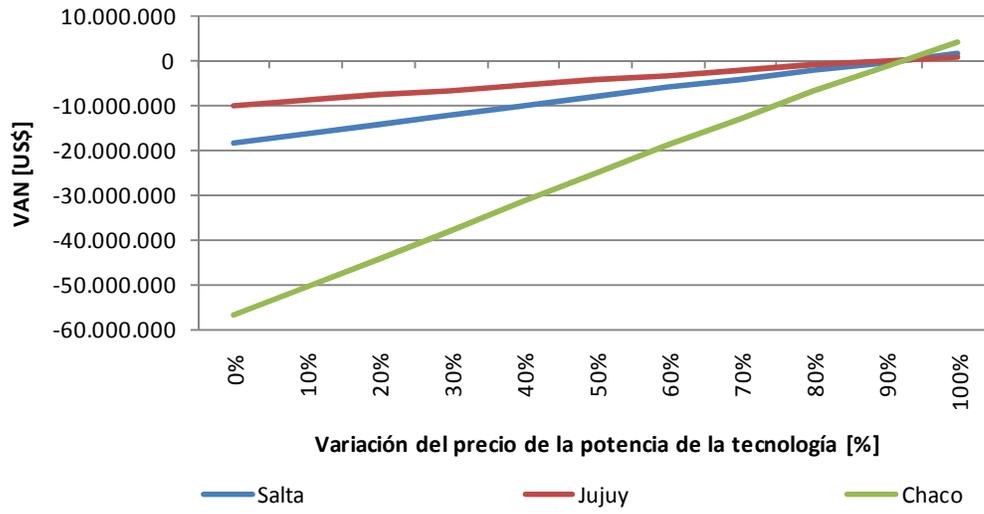


Solar - Comerciales no GUMEM

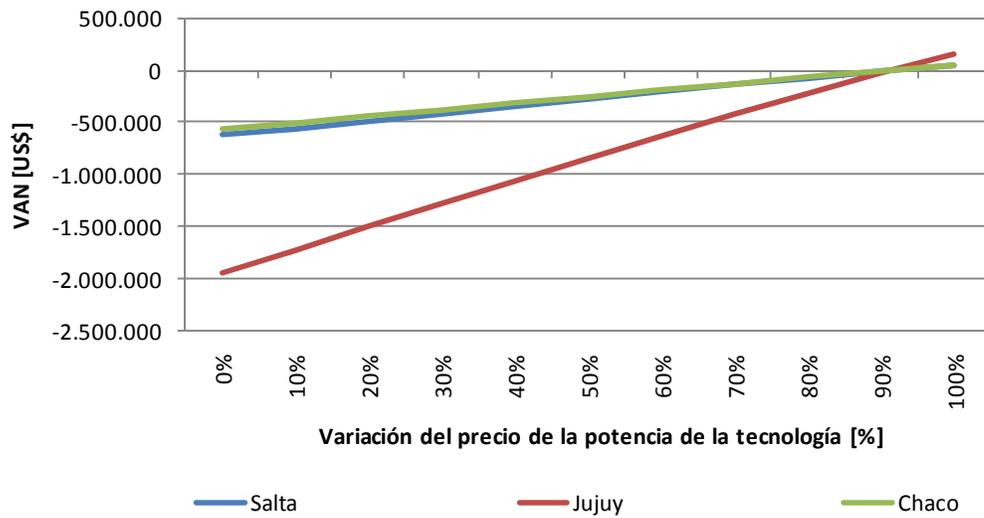


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Solar - Comerciales GUMEM

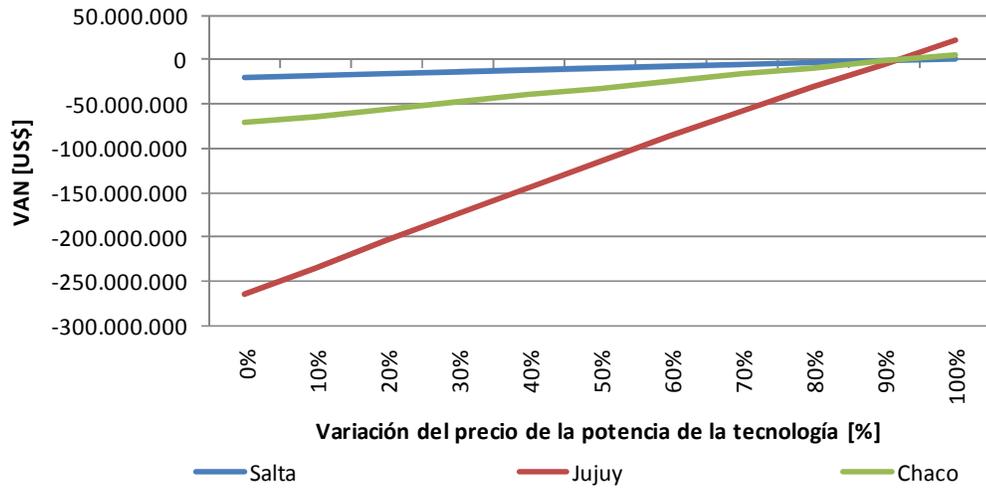


Solar - Industriales no GUMEM

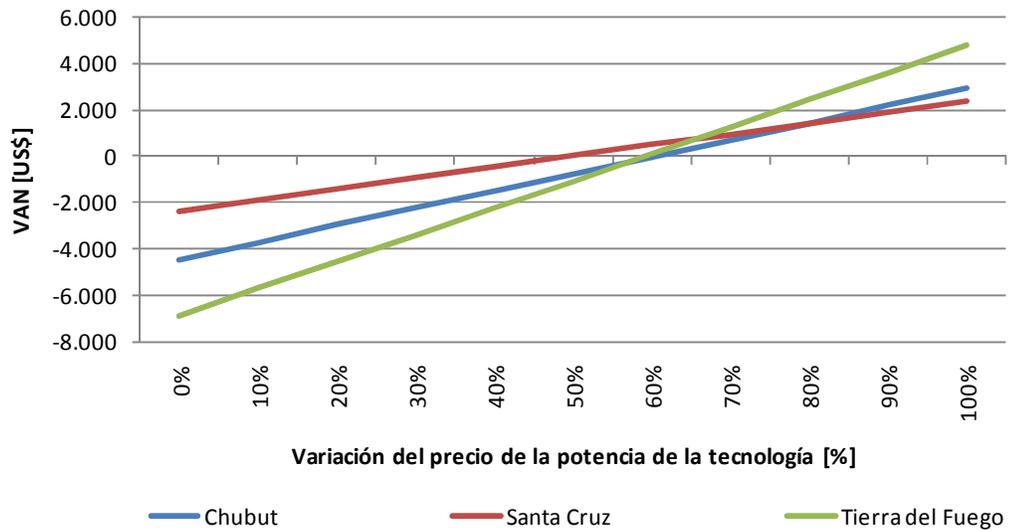


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

Solar - Industriales GUMEM

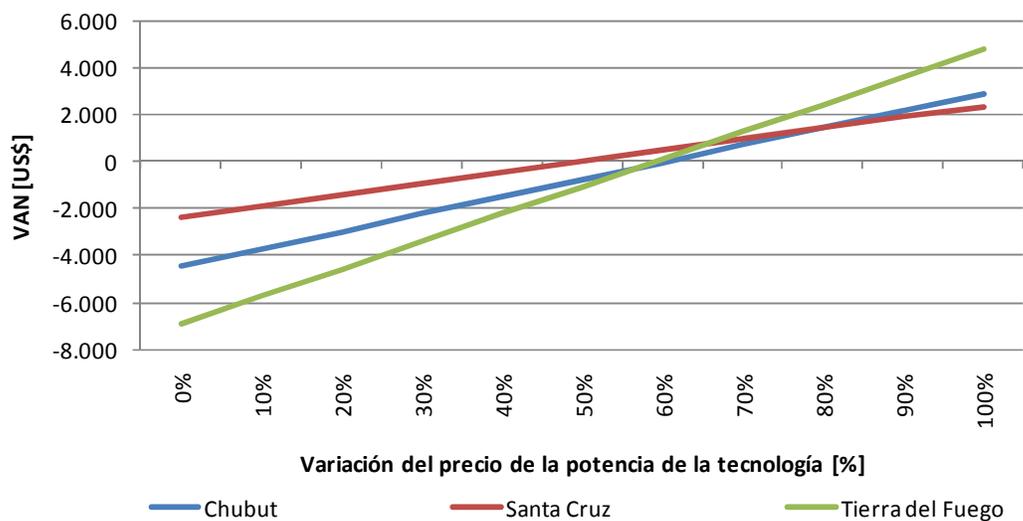


Eólica - Residenciales

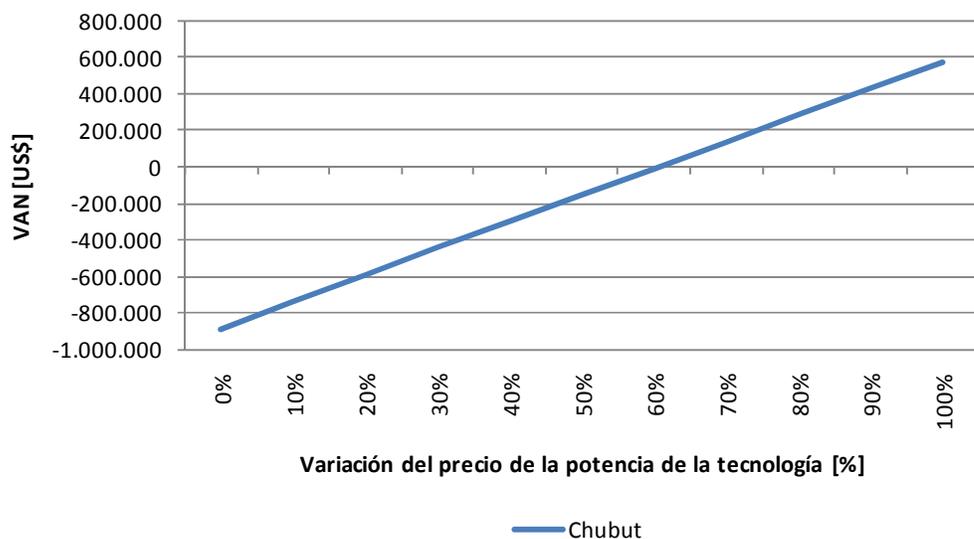


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

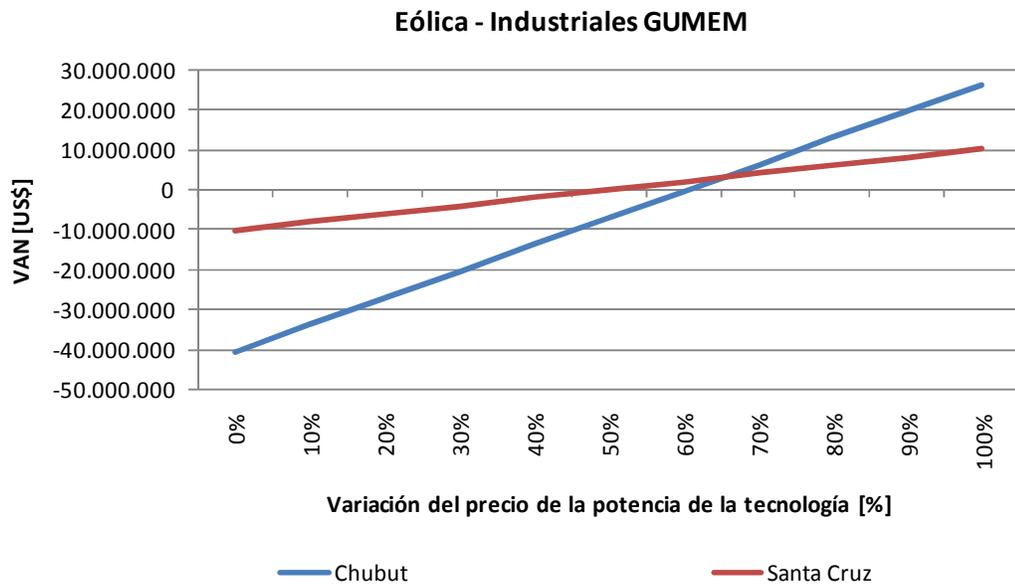
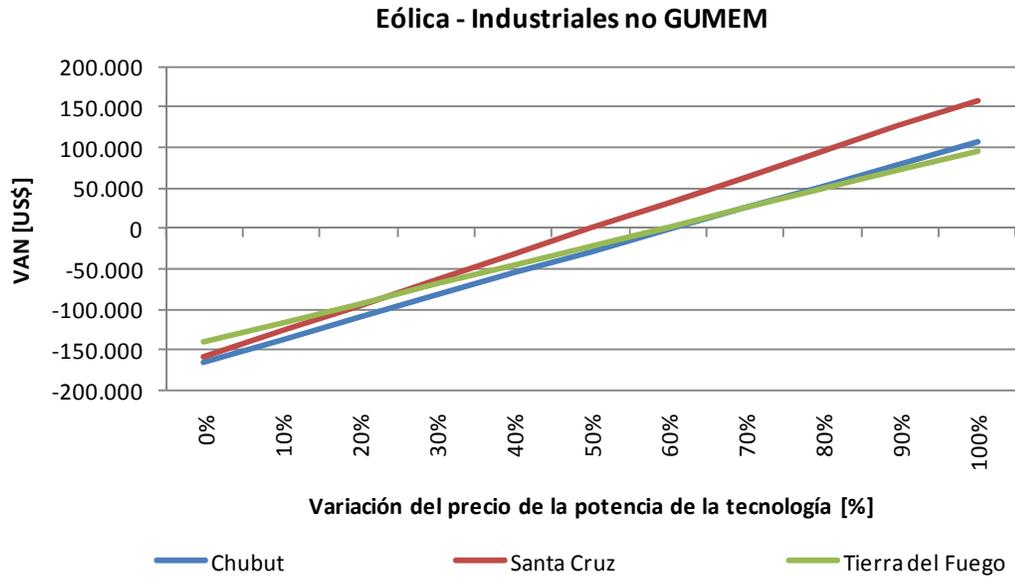
Eólica - Comerciales no GUMEM



Eólica - Comerciales GUMEM

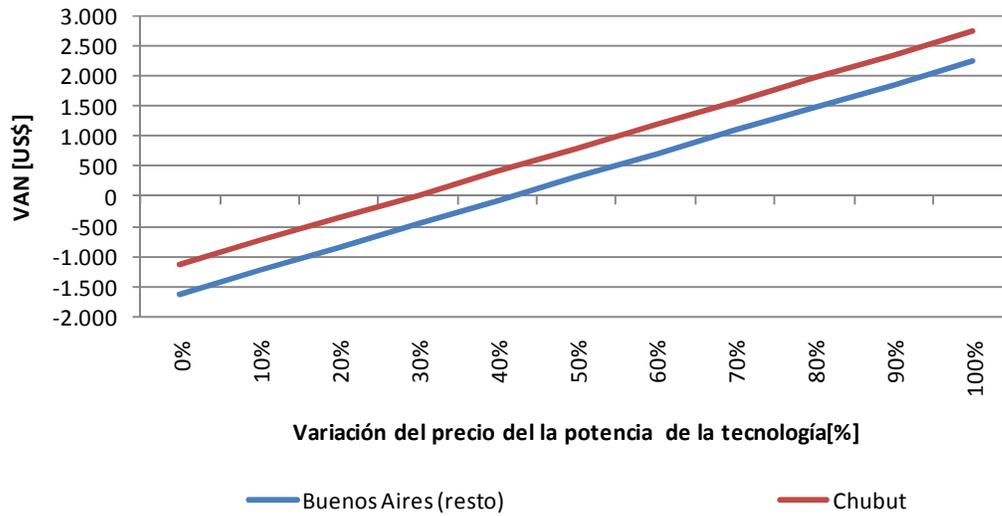


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

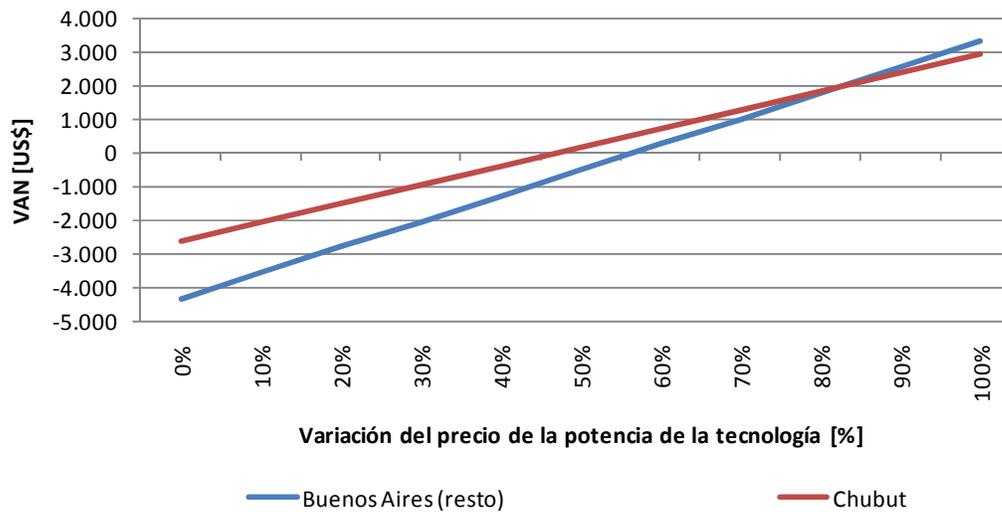


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

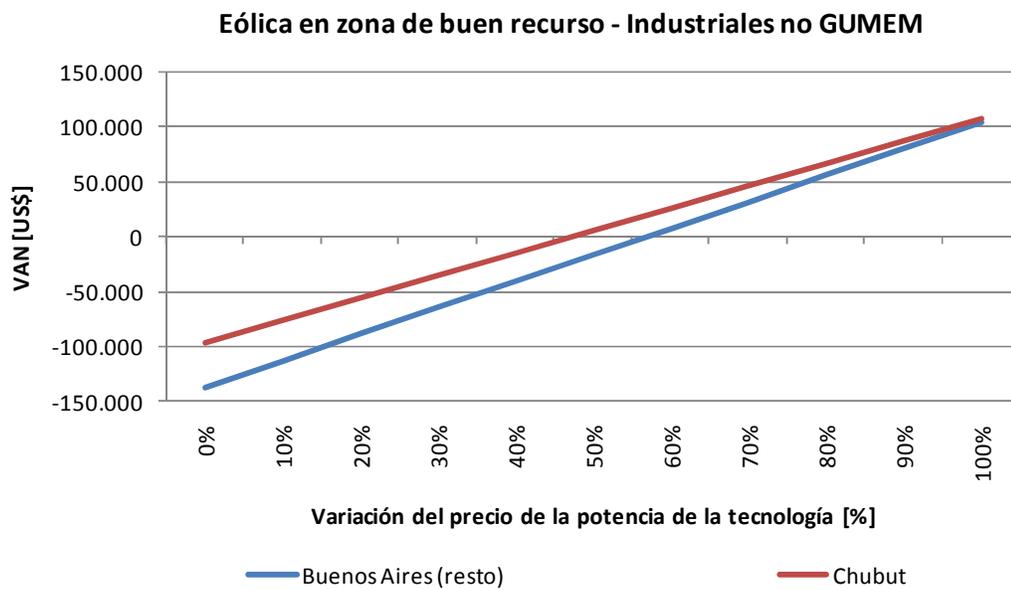
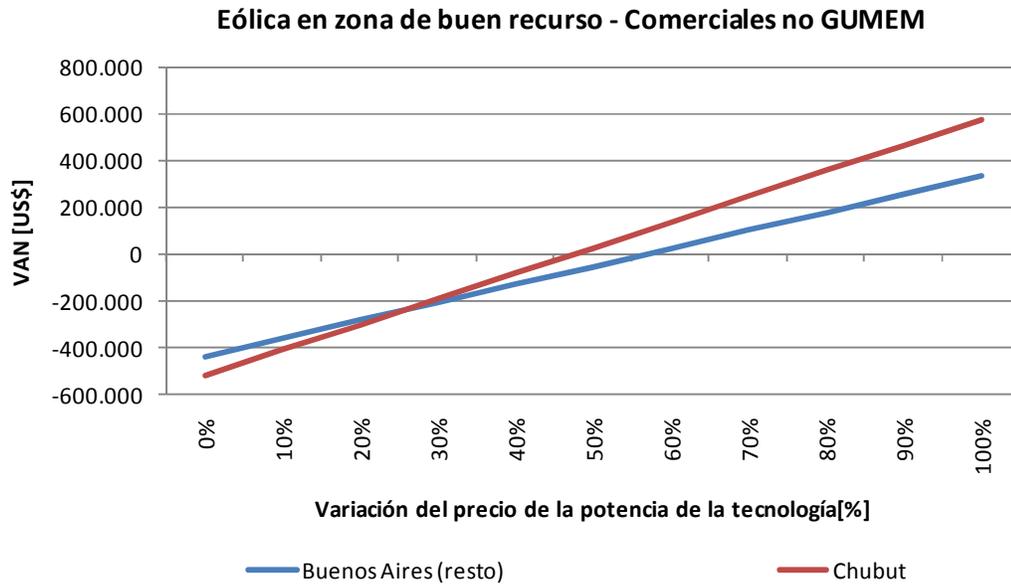
Eólica en zona de buen recurso - Residenciales



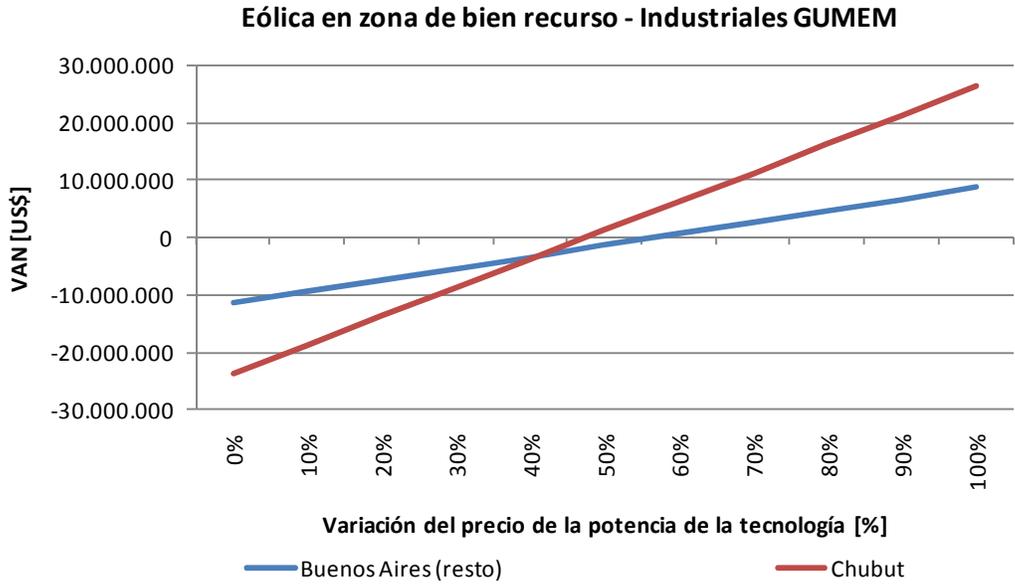
Eólica en zona de buen recurso - Comerciales no GUMEM



Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

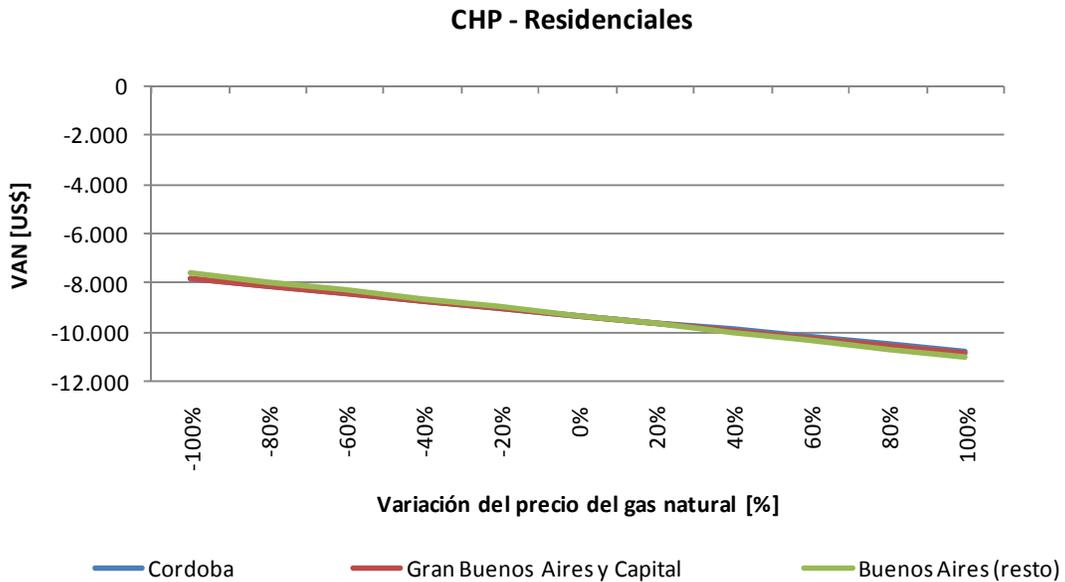


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?



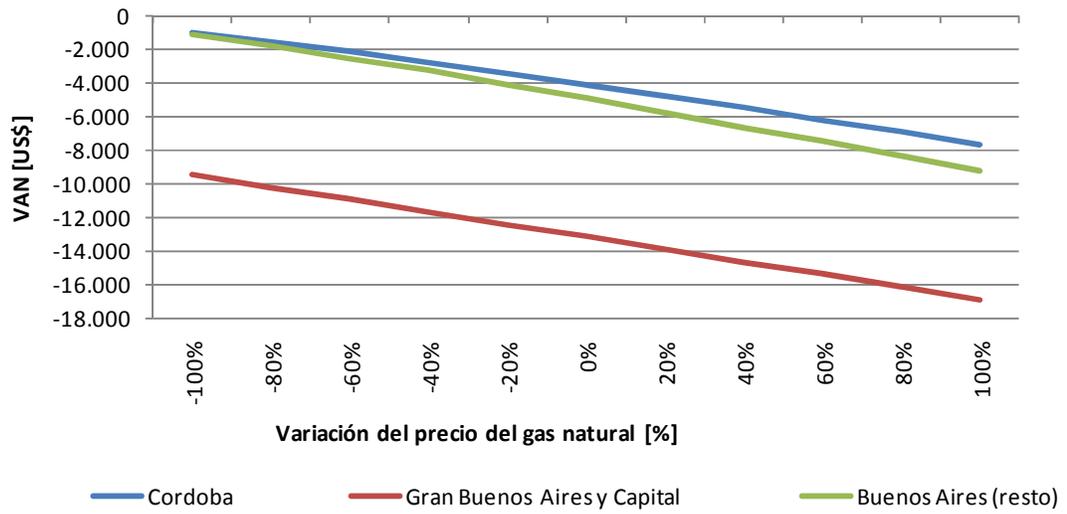
VIII - 3.3. Sensibilidad del Precio del gas natural en el VAN

En los siguientes gráficos se muestra el cambio del VAN frente a la variación del precio del gas natural para los proyectos de sistemas CHP. La variación expresa la variación porcentual del precio del gas natural que alimenta a los sistemas CHP. Se ve que dicha variación en los sistemas CHP no impacta prácticamente debido al elevado costo de la tecnología, no logrando obtener un VAN positivo aún afectando esta variable hasta el punto de obtener un gas natural en forma gratuita.

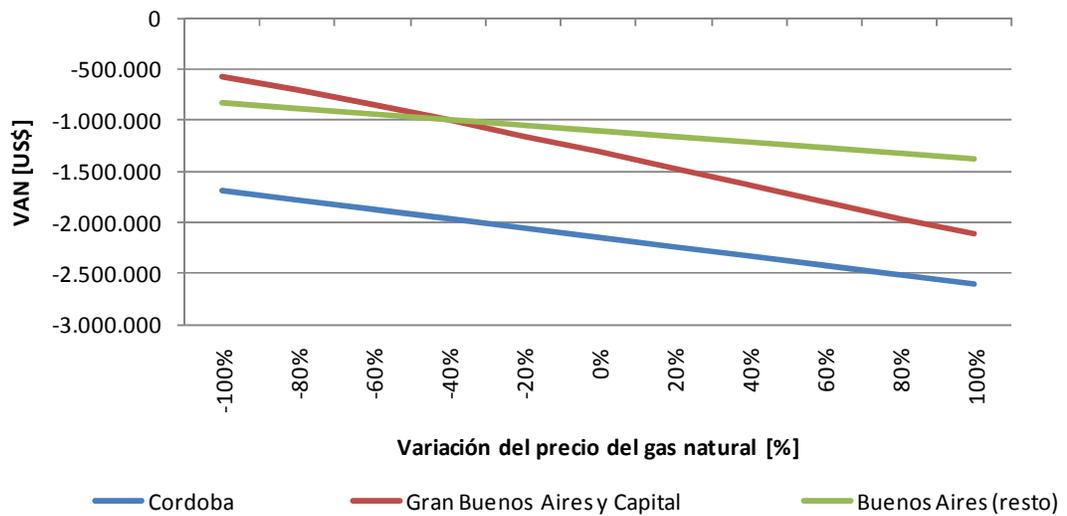


Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

CHP - Comerciales no GUMEM



CHP - Comerciales GUMEM



Generación Distribuida: ¿un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?

