

Matriz de recursos energéticos de la Provincia de Córdoba

Autoridades

Universidad Nacional de Córdoba (UNC)

Rector

Dr. Francisco Tamarit

Vicerrectora

Dra. Silvia Barei

Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)

Presidente

Dr. Roberto Salvarezza

Centro de Investigaciones y Estudios sobre Cultura y Sociedad

CIECS, CONICET y Universidad Nacional de Córdoba

Directora

Dra. Dora E. Celton

Matriz de recursos energéticos de la Provincia de Córdoba

Sergio A. Devalis

Editor

Devalis, Sergio A.

Matriz de recursos energéticos de la Provincia de Córdoba.

- 1° ed. - Córdoba: Copiar, 2013.

260 p. ; 21 x 15 cm.

ISBN: 978-987-1847-11-2

1. Narrativa Argentina. I. Título.

CDD A863

Fecha de catalogación: 23/10/2013.

CIECS (CONICET y UNC)

www.ciecs-conicet.gob.ar

cec@ciecs-conicet.gob.ar

Impreso en Córdoba, Argentina, en noviembre de 2013.

Editorial Copiar

Entre Ríos 2075, San Vicente

Córdoba, Argentina

X5006CCU

Telefax: 54-351-4869706 / 4553299

E-mail: editorialcopiar@arnet.com.ar

Diseño de portada: Lic. Celeste Ceballos

Queda hecho el depósito de la Ley 11.723.

"No se permite la reproducción parcial o total, el almacenamiento, el alquiler, la transmisión o transformación de este libro, en cualquier forma o por cualquier medio, sea electrónico o mecánico, mediante fotocopias, digitalizaciones u otros métodos, sin el permiso previo y escrito del editor. Su infracción está penada por las leyes 11723 y 25446."

COMITÉ DE ENERGÍA DE CORDOBA

Consejo Directivo

Sergio Devalis. CIECS (CONICET-UNC) - Coordinador.
Arturo Della Barca. (ELECTROPART CÓRDOBA SA)
Carlos Ferrari (UTN, ELECTROINGENIERIA-ICS SA)
Gustavo Gattoni (Empresa Provincial de Energía de Córdoba) - EPEC
Waldo Geremia. (Empresa Provincial de Energía de Córdoba) - EPEC
Lucas Sella Piedrabuena (DEGRA ARGENTINA SA)

Comisiones de Trabajo

Energía eléctrica: Carlos Ferrari (Electroingeniería ICS SA y UTN),
Pablo Frezzi. (Electroingeniería ICS SA y UTN).

Generación Distribuida y Redes Inteligentes: Miguel Piumetto (UNC),
Juan Carlos Gómez Targarona (UNRC y UTN) y Jorge Vaschetti
(UTN).

Energía del Transporte: Enrique Moiso (UNC-IPLAM), Guillermo Irós
(UNC-IMPLAM), Augusto Bravo (UNC), César Alonso (UNC).

Eficiencia Energética: Lucas Sella Piedrabuena (DEGRA de Argentina),
Gabriel Gómez (UNC), Ladislao Mathé (UNC).

Vectores Energéticos: Ramiro Rodríguez (UNC), Ezequiel Leiva (CO-
NICET-UNC).

Energía Solar: Jorge Barral (UNRC), Mario Pierantonelli (UNVM), Emi-
lio Gudemos (UNC).

Energía Hidráulica: Santiago Reyna (UNC), María Lábaque (UNC), Teresa Reyna (UNC).

Biomasa: Ramiro Rodríguez (UNC), Marta Rodríguez (UNVM), Gerardo Sucani Terreno (UNC).

Energía Nuclear: Héctor Alfredo Malano (UTN), Gustavo Alfredo Bustos (UTN), Pablo Cantero (UTN), Carlos Alberto Fernández Acevedo (UTN), *Francisco Atilo Gazzera (UTN)*.

Energía Eólica: Sergio Preidikman (CONICET-UNC), Arturo Della Barca (ELECTROPART CÓRDOBA SA).

Economía en la energía: Héctor Daniel Gattás (UNC), Donaldo Sloog (UNC), Emilio Gattás (UCC).

Regulación energética: Gustavo Gattoni (EPEC), Mirta Gariglio (UBA), Carla Devalis (Bec. CONICET-UNC).

Electrónica de potencia para la integración de energías renovables: Guillermo García (CONICET-UNRC), German Oggier (CONICET-UNRC), Laureano Piris Botalla (Bec. CONICET-UNRC), Andres Miguel Airabella (Bec. CONICET-UNRC), Roberto Carballo (Bec. CONICET-UNRC), Rubén Núñez (Bec. CONICET-UNRC), Aldo Benitez (Bec. CONICET-UNRC), Jonathan Bosso (Bec. CONICET-UNRC).

Índice

- **Introducción**
- ***Modelo de crecimiento del sistema eléctrico de la provincia de Córdoba. Período 2010-2040***
Carlos Ferrari; Pablo Frezzi
- ***Impacto de la Red Inteligente y la Generación Distribuida en los sistemas eléctricos de distribución***
Juan Carlos Gómez Targarona; Miguel Piumetto;
Jorge Vaschetti.....
- ***Urbanización, movilidad y demanda energética***
Guillermo Irós; Enrique Moiso; Augusto O. Bravo;
César S. Alonso
- ***Eficiencia energética***
Gabriel Gómez; Lucas Sella Piedrabuena; Ladislao Mathé
- ***Hacia un aprovechamiento óptimo de las energías sustentables: vectores energéticos***
Ezequiel Leyva; Ramiro Rodríguez
- ***Pautas para el desarrollo de la energía solar en Córdoba***
Mario Pierantonelli; Jorge Barral; Emilio Gudemos

- ***La energía hidroeléctrica en Córdoba ante el paradigma ambiental***
Santiago Reyna; Teresa Reyna; María Lábaque
- ***Participación de la energía nuclear en la matriz de generación eléctrica***
Héctor A. Malano, Gustavo A. Bustos, Pablo Cantero,
Carlos A. Fernández Acevedo, Francisco A. Gazzera.
- ***Potencial de producción de electricidad e hidrógeno a partir de biomasa en la República Argentina***
Ramiro Rodríguez; César Martinelli; Mirta Roitman.....
- **Los autores.....**

INTRODUCCIÓN

Este libro es el resultado de un plan de trabajo de investigaciones coordinado por el Comité de Energías Córdoba (CEC). Entre sus antecedentes inmediatos, mencionamos el Seminario sobre *Cambio de la matriz energética argentina: acciones tecnológicas y políticas tendientes a la diversificación*, organizado por el Centro de Investigaciones y Estudios sobre Cultura y Sociedad (CIECS-CONICET, UNC) y el GIZ (Sociedad Alemana de Cooperación Internacional) en octubre de 2011. Durante su desarrollo se asumió la necesidad de continuar con el intercambio de experiencias relacionadas con el uso de recursos energéticos, conceptualizar la matriz energética para las distintas regiones del país y analizar las situaciones de uso de las energías renovables en el nuevo escenario regional.

A partir de la convocatoria del Departamento de Empresas y Energías Renovables del CIECS se creó el Comité de Energías Córdoba, con la intención de promover la reflexión y el debate respecto a la generación de energía y su aporte al desarrollo sustentable. Asimismo, se propuso impulsar iniciativas relacionadas con el **cambio en la matriz de energías de Córdoba** a partir de la investigación, docencia y desarrollo de modelos a través de proyectos relacionados con la diversificación de la matriz de energía de Córdoba, cuyo estudio y compromiso social permitan la fundamentación de la viabilidad y la plena justificación económica de cada una de las propuestas que se presenten.

Consecuente con los lineamientos planteados por el CEC, la Secretaría de Desarrollo Energético de la Provincia de Córdoba celebró un convenio con el CONICET y el CIECS a los efectos de apoyar la gestión de proyectos del CEC que conformaran una propuesta integral de iniciativas ambiental, económica y socialmente viables en el ámbito de la provincia de Córdoba, para una nueva matriz energética.

EL CEC se ha conformado entendiendo que las empresas, los órganos de regulación, el CONICET, las universidades y el Estado deben trabajar unidos sinérgicamente para el logro de estos objetivos y enfocar a través de un enfoque interdisciplinario que además de cumplir los aspectos tecnológicos, también tenga la capacidad para evaluar y proponer soluciones que sean económica, social y ambientalmente beneficiosas para la generación de energía a través de formas no convencionales y la eficiencia energética como prioridad en las políticas públicas.

Para dar respuesta a ese desafío se crearon comisiones de investigación conformadas por expertos del CONICET, de las universidades, de empresas públicas y privadas y de organismos públicos, que con una mirada sistémica plantean escenarios posibles y responsables en nuestro territorio que impliquen avances hacia el desarrollo sostenible. En los equipos participan investigadores del CONICET, la Universidad Nacional de Córdoba (UNC), Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), Universidad Nacional de Villa María (UNVM), la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), ELECTROINGENIERÍA ICS S.A., DEGRÁ DE ARGENTINA S.A., ELECTROPART CÓRDOBA S.A. y el Instituto de Planificación del Área Metropolitana del Gobierno de la Provincia de Córdoba (IPLAM).

Como primer resultado de esta sinergia se presenta este libro, que tiene como objetivo principal relevar con el mayor rigor académico y de modo independiente la situación de la provincia de Córdoba y sus fuentes de energía y recursos energéticos, entre ellos los renovables, y su desarrollo futuro respecto del uso de nuevas fuentes de energía para Córdoba buscando aportar una visión hacia la sustentabilidad energética. Los estudios que se presentan reflexionan sobre cómo se genera la energía, su uso eficiente y las potencialidades que plantea el uso de las energías renovables no convencionales, consideradas éstas como suministro de importancia para la red troncal en un esquema de generación distribuida.

Un modelo de crecimiento del sistema eléctrico en la provincia para los próximos treinta años es planteado por Ferrari y Frezzi, partiendo de la situación actual del sistema eléctrico y el análisis de la eficiencia del modelo. Se presenta la proyección de la demanda de potencia y consumo de energía eléctrica y las inversiones necesarias para acompañar el desarrollo de la provincia.

Una mejor organización del consumo, de un sistema de ges-

tión de la energía o de cambios de comportamiento de las personas u organizaciones, entre otros factores, definen la *Eficiencia energética*. Sella Piedrabuena, Gómez y Mathé revisan los antecedentes de programas sobre Eficiencia energética a nivel nacional en las tres últimas décadas, destacando lo ya recorrido y lo que falta. El artículo realiza también un análisis de los costos asociados a los distintos estudios de potencial (técnico, económico alcanzable y el de un programa en particular) y las posibles líneas de financiamiento.

La importancia de la *Generación Distribuida y la Automatización Inteligente* se hace evidente en un sistema eléctrico de distribución de media tensión, tal como lo señala el artículo de Gómez Targarona, Piumetto y Vaschetti, quienes evalúan las ventajas, desventajas y su aporte a la calidad de potencia.

La relación entre escala y conformación urbana-modos de transporte, y su transferencia necesaria a las demandas de energía es planteada por Irós, Moiso, Bravo y Alonso. Los autores proponen acciones sobre las variables prioritarias para un proceso de planificación en la escala regional, como son los usos del suelo y la movilidad. En el primer caso se ensaya un modelo que promueve una mayor densificación evitando una innecesaria expansión suburbana, aunque manteniendo un constante ensamble con áreas verdes. En la variable de movilidad se plantea una alternativa superadora para el sistema vial metropolitano y un plan de transporte público guiado que utiliza, en la medida de lo posible, los espacios ferroviarios disponibles.

La importancia de los *vectores energéticos* que almacenan las fuentes de energía para liberarlas en forma controlada se destaca en el artículo de Leyva y Rodríguez. El estudio hace hincapié en analizar la factibilidad del uso del hidrógeno como vector energético para el aprovechamiento de la energía eólica disponible en la provincia de Córdoba, con fines del transporte vehicular y el uso de las baterías de ion-litio con análogos fines.

El aprovechamiento de la *energía hidroeléctrica* registra antecedentes de siglos en la provincia de Córdoba, que siempre ha recurrido a ella por las características naturales de su territorio y el bajo nivel de contaminación de su uso. Reyna, Reyna y Lábaque nos describen la historia de la hidroelectricidad en Córdoba, los aprovechamientos existentes y las posibilidades de desarrollo de los sistemas de turbinado/bombeo y las microturbinas para lugares aislados.

La participación de la *energía nuclear* en la matriz de generación eléctrica es analizada por Malano, Fernández Acevedo, Gaz-

zera, Bustos y Cantero. El artículo informa sobre aspectos históricos de esta tecnología en la provincia de Córdoba y la situación actual a nivel nacional e internacional. Finalmente, se proponen dos proyectos para la generación de energía eléctrica de origen nuclear en el futuro mediato, uno de gran potencia y otro de potencia media-baja con aplicación de la tecnología CAREM de desarrollo totalmente nacional.

El análisis de las posibilidades de aprovechamiento de la energía solar en la provincia de Córdoba lo realizan Pierantonelli, Gudemus y Barral. El artículo parte de una evaluación del recurso solar en la provincia y se describen varias alternativas para su utilización; la provisión de energía eléctrica y agua para puntos aislados, la posibilidad de fabricación local de colectores térmicos, proyectos de generación fotovoltaica mayores a 1 MW, la disponibilidad de laboratorios especializados en energía solar en universidades y la inclusión de vehículos eléctricos en la matriz de transporte alimentados con energía solar y como parte de una red inteligente.

Por último, la ubicación del recurso biomásico en las distintas regiones geográficas de Argentina es descrita por Rodríguez, Roitman y Martinelli. Se estima la generación potencial de electricidad y su costo así como la cantidad anual de combustible fósil que podría ser reemplazado por hidrógeno biomásico con la consecuente reducción de emisión de CO₂. Como ejemplo se estima el aprovechamiento térmico de la biomasa forestal residual en el Valle de Calamuchita, provincia de Córdoba, con un potencial de generación aproximado de 400.000 MWh/año.

Cualquiera sea la fuente de generación de energía que se propicie, se deben repensar los mercados energéticos y el rol del Estado en la definición y regulación del sector. Profundizar estrategias de ahorro de energía a través de su utilización eficiente y promover e invertir en las fuentes renovables no convencionales permitirá aumentar la autonomía energética y mitigar los efectos del cambio climático.

Sergio Devalis

“MODELO DE CRECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA PERÍODO 2010-2040”

“ELECTRIC SYSTEM GROWTH MODEL IN CÓRDOBA PROVINCE - (2010-2040) PERIOD”

*Carlos Ferrari
Pablo Frezzi*

Resumen

El continuo crecimiento de la demanda de potencia en el sistema eléctrico provincial debe ser acompañado con un adecuado desarrollo de infraestructura y así lograr mantener la calidad del servicio en los niveles exigidos por el cliente.

En busca de tal objetivo las empresas distribuidoras conjuntamente con otras entidades competentes, deben fijar una meta común: **“definir un modelo de crecimiento”**.

Para la definición del modelo, es necesario contar con datos estadísticos de consumos y demandas de energía eléctrica de cada uno de los sectores, patrones de desarrollo social y crecimiento poblacional entre otros.

Esto plantea la necesidad de trabajar interdisciplinariamente utilizando la experiencia y el conocimiento tanto de profesionales como de entidades estatales, universidades y empresas privadas.

Este trabajo propone un modelo sustentable de crecimiento de la infraestructura del sistema eléctrico provincial y evalúa las inversiones necesarias para lograrlo.

Palabras claves: Planificación, Inversiones, Proyección, Modelo, Sistema Eléctrico de Distribución.

Abstract

The continuous growth of power demand in the provincial electric system must be accompanied with a suitable infrastructure development to maintain the service quality level demanded by clients. Searching such objective, the distribution companies, together with other competent entities, must determine a common goal: **“ to define a model of growth “**.

To define this model, it is necessary to gather statistical information about electric power consumption and energy demand from each sector, social development and population growth patterns, among others.

This gives raise to the need of an interdisciplinary work using both experience and knowledge of professionals, state entities, universities and private companies.

This work proposes a sustainable model of infrastructure growth of the provincial electric system, and evaluates the necessary investments to achieve this model.

Keywords: Planning, Investments, Projection, Model, Electrical Distribution System .

Introducción

La importancia de Planificar la Infraestructura del Sistema Eléctrico

Planificar tiene como objetivo analizar, pronosticar, determinar y anticipar las necesidades de obras de infraestructura y equipamiento, para satisfacer de forma eficiente y confiable el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en un período determinado.

Para definir la ubicación de centrales de generación, estaciones transformadoras, redes de transmisión y distribución, es imprescindible conocer con precisión la localización geográfica de la futura demanda.

La determinación de la futura demanda tiene una incertidumbre asociada, ya que son muchas las variables que intervienen, como ser: políticas económicas, crecimiento demográfico, escenarios internacionales etc, que pueden modificar las proyecciones realizadas.

Cuando se planifica es muy importante considerar, el momento en que se necesitarán las instalaciones, y el tiempo que llevará su ejecución, incluyendo los costos asociados.

Un pronóstico equivocado puede dar lugar a faltantes de energía acarreado costos, que muchas veces superan las inversiones no realizadas oportunamente.

Por el contrario, si las previsiones resultan superiores a las necesarias, los costos de oportunidad pueden ser elevados, al tener comprometido un importante capital improductivo por largos períodos.

Una correcta planificación es la base para la toma de decisiones de las autoridades competentes y determina los lineamientos a mediano y largo plazo de las inversiones y recursos necesarios, para brindar un servicio eléctrico de excelencia.

Existen distintos métodos desarrollados para la proyección de la demanda en los sistemas eléctricos, donde se plantean algoritmos y el modelado con ecuaciones mediante la utilización de software específicos desarrollados para tal fin. Dichas herramientas arrojan resultados aceptables en sistemas con un desarrollo previsible pero se vuelven ineficaces cuando las variables se incrementan o tienen un comportamiento aleatorio.

Por esta razón es conveniente encarar el trabajo con una metodología propia. Para ello realizaremos un análisis particular de cada situación, de cada área, y de cada necesidad, para luego definir las inversiones necesarias, tanto en generación como en distribución en los distintos niveles de tensión.

Es importante diferenciar dos procesos que utilizaremos frecuentemente en la determinación del modelo que son:

- **Proyección:** Es un proceso que utiliza datos del pasado, que combinados sistemáticamente en una forma predeterminada, permiten realizar estimaciones a futuro.
- **Predicción:** Es un proceso de estimación de requerimientos futuros, basados en consideraciones subjetivas.

Factores que determinan el crecimiento

En los últimos años el modelo de desarrollo económico del país, ha mostrado un aumento del consumo de energía eléctrica, tendencia que sin dudas se mantendrá.

En un futuro cercano se observará un crecimiento económico, protagonizado por sectores rurales, que progresivamente se

irán industrializando, sumado a esto se prevé la construcción de importantes grupos habitacionales en el interior de la provincia.

Por esta situación, las empresas distribuidoras se enfrentarán con una demanda social de suministro de energía que deberá cumplir con las exigencias de calidad, medio ambiente y precios adecuados.

Remitiéndonos a los datos estadísticos de los últimos años, observaremos un importante incremento del consumo de energía eléctrica en los departamentos que rodean la capital, como: Punilla, Santa María, Colón, Río Primero y Río segundo. Esto se debe a que tanto la población como determinadas industrias se están desplazando a localidades periféricas donde los terrenos tienen menor precio. Esto da como resultado la formación de nuevos centros industriales y urbanos con un alto requerimiento de energía eléctrica. Consideramos que a mediano plazo, con la construcción del segundo anillo de circunvalación, esta situación se intensificará.

El marcado desarrollo vertical de las construcciones en el centro de la capital de la provincia y sus barrios aledaños, incrementa en forma progresiva la densidad de potencia eléctrica obligando a que la empresa distribuidora utilice nuevas tecnologías en transformación y distribución, cuyos costos son sensiblemente superiores a las de tipo tradicional.

Otro elemento que en la última década ha tomado relevancia arrastrado por la suba internacional del precio de los productos agropecuarios, es el riego artificial, que en nuestra provincia ha requerido una importante demanda de potencia y energía a la empresa distribuidora y a cooperativas. En el gráfico se puede observar que el crecimiento vertiginoso del consumo de energía eléctrica por este concepto no guarda una relación fuerte con el nivel de precipitaciones pero sí con la demanda internacional de productos del campo y con el precio de la energía eléctrica.

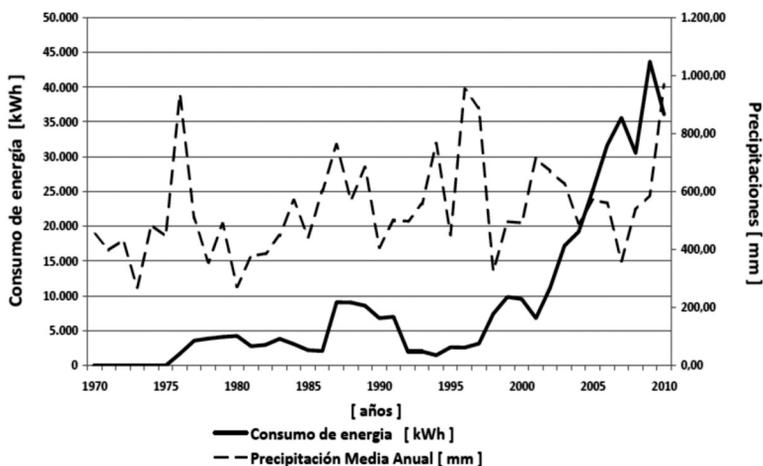
El desarrollo de la infraestructura del sistema eléctrico, tiene una relación directa con lo citado en párrafos anteriores, razón por la cual es necesario un trabajo sincronizado entre los distintos sectores que definen las políticas de crecimiento.

Si estos sectores determinan patrones de desarrollo concretos los costos de infraestructura se reducirán sustancialmente, y así podrán ser evaluados con la suficiente anticipación.

Es importante la participación de centros de estudios regionales, universidades, entidades del estado y empresas apor-

tando ideas que ayuden a planificar el crecimiento no sólo considerando la provincia, si no también incluyendo la región.

Precipitaciones vs consumo de energía eléctrica para riego



Procedimiento para el desarrollo del modelo

El objetivo de planificar la expansión del sistema eléctrico, es determinar la necesidad de nuevas centrales de generación, de líneas de transmisión y de distribución para atender la demanda futura de energía eléctrica respetando las siguientes premisas:

1. **Mínimo costo:** Minimizar la sumatoria de los costos de inversión, operación y energía no suministrada.
2. **Confiabilidad:** Establecer márgenes de reserva y calidad de las instalaciones para asegurar el suministro a los clientes.
3. **Sostenibilidad medioambiental:** Generar y distribuir la energía con el mínimo impacto ambiental.

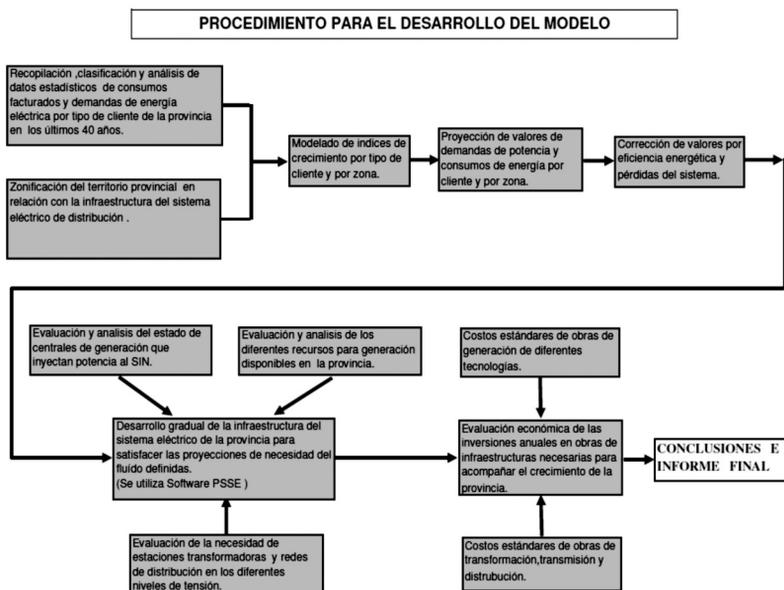
En la modelación del desarrollo del Sistema Eléctrico Provincial se consideran dos puntos básicos:

- 1- El crecimiento del sistema de generación provincial.
- 2- La expansión de la infraestructura de transformación, transmisión y distribución para el transporte de energía eléctrica.

En pos de lograr los niveles de confiabilidad y calidad deseados en el suministro de energía, ambas infraestructuras deben desarrollarse de manera sincronizada.

Es importante resaltar que el modelo se encuentra alineado con la planificación nacional pero con una visión regional de necesidades y posibilidades de nuestra provincia.

En el siguiente esquema se muestra el procedimiento utilizado para la obtención de un factible sistema eléctrico provincial para atender los requerimientos futuros.



- SITUACIÓN AL AÑO BASE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA

Matriz de energía eléctrica de la provincia año base (2010)

Es importante tener presente que la matriz de energía eléctrica del sistema nacional como del provincial sufren cambios en función de las nuevas centrales que ingresan al sistema, por esta razón hacemos referencia al año para el cuál se define la matriz.

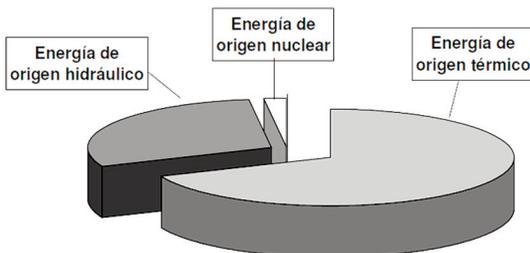
La energía eléctrica utilizada en Córdoba proviene de generación provincial y de generaciones ubicadas en el resto del país que ingresan al SIP (Sistema Interconectado Provincial) a través de las estaciones de 500kV. Es por ésta razón que para definir la matriz de nuestra provincia, es necesario determinar el porcentaje de energía tomada del sistema nacional, cuya matriz es distinta a la provincial. Se aclara que la energía de origen nuclear se considera que pertenece al sistema nacional.

Matriz de consumo de energía eléctrica del país año 2010 (información de Cammesa)	
Energía de origen Térmico (combustibles fósiles)	58,60%
Energía de origen Hidráulico	35,50%
Energía de origen Nuclear	5,80%
Energía de origen Renovable	0,09%
Otras	0,01%
	100,00%

Origen de la energía eléctrica consumida en la provincia Córdoba año 2010 (Información de la Secretaría de Energía)	
Energía de origen Térmico (combustibles fósiles) provincial	44,83%
Energía de origen Hidráulico provincial	16,05%
Compra al SIN (Sistema Interconectado Nacional)	39,07%
Energía de origen Renovable	0,00%
Otras provinciales	0,05%
	100,00%

Matriz de consumo energía eléctrica resultante provincia de Córdoba año 2010	
Energía de origen Térmico (fósiles)	68,54%
Energía de origen Hidráulico	29,45%
Energía de origen Nuclear	1,91%
Energía de origen Renovable	0,04%
Otras	0,05%
	100,00%

Matriz de Consumo de Energía Eléctrica Provincia de Córdoba año 2010



En el gráfico se ha representado la matriz resultante de consumo de energía eléctrica en la provincia de Córdoba, se aprecia que predomina la energía correspondiente a la generación con combustibles fósiles lo que trae aparejado una importante emisión de CO₂.

Para determinar la emisión de CO₂ correspondiente a la matriz resultante de la provincia de Córdoba, tomaremos el cálculo del factor de emisión de todo el país para año 2010 realizado por la Secretaría de Energía de la Nación. En este caso utilizó el método simple por que la generación de bajo costo (no fósiles), representaba menos del 50% de la total. El valor obtenido por esta secretaría es el siguiente:

$$\text{Margen de Operación} = 0.533 \text{ [tCO}_2 \text{ / MWh]}$$

Este factor de emisión nacional no incluye la emisión correspondiente a la energía importada y ha sido desestimado el consumo de biodiesel por representar solo 0.2% del total del Gas Oil consumido para generación. Todos los cálculos han sido realizados con los datos de combustibles utilizados para generación, y se ha considerado que el total de la energía generada se consumió en el sistema.

En la tabla siguiente se citan los valores de factor de emisión correspondiente a los diferentes combustibles, los que han sido utilizados para los cálculos.

Combustible	Factor de emisión	
Gas Natural (GN)	1,951	tCO ₂ /dam ³
Fuel Oil (FO)	3,197	tCO ₂ /t
Gas oil (GO)	3,176	tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Nacional	2,335	tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Importado	2,803	tCO ₂ /t

(Fuente : Segunda Comunicación Nacional de la República Argentina sobre Cambio Climático)

Con los datos de consumo de combustibles para generación de energía eléctrica del año 2010 de la provincia, y los factores de emisión citados en la tabla, calculamos las emisiones por tipo de combustible para el año referido y posteriormente determinamos el margen de operación provincial.

Emisiones por tipo de combustible utilizado para generación de energía eléctrica en la provincia de Córdoba año 2010 [tCO₂]		
Gasoil	Fuel oil	Gas natural
174.874	228.531	1.499.322

Margen de Operación de generación térmica de la provincia de Córdoba año 2010		
Generación térmica provincial (fósiles)	3.450.259	MWh
Emisiones	1.902.727	tCO ₂
Margen de operación	0,551	tCO ₂ /MWh

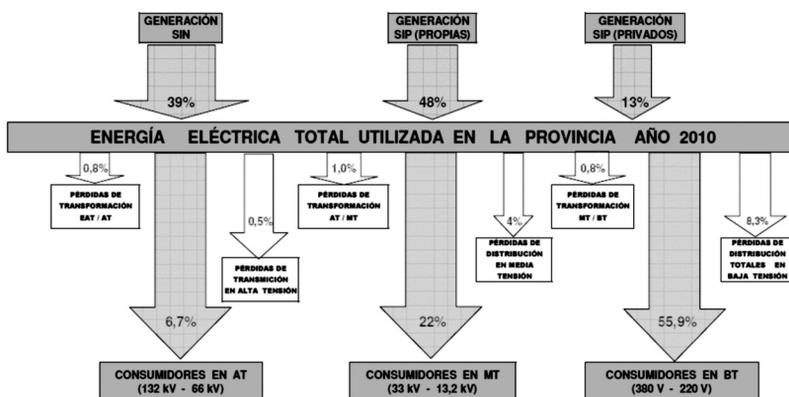
Es importante observar que el **margen de operación** de la provincia es mayor que el nacional, esto se debe fundamentalmente a que en el año 2010 el porcentaje de generación nacional con centrales de ciclo combinado fue de 67%, comparado con solo 36% correspondiente a esta tecnología en la provincia de Córdoba.

Finalmente determinamos la emisión total de CO₂ asociada al consumo de energía eléctrica en la provincia, considerando el origen y cantidad de la misma.

Emisión total de CO ₂ asociada al consumo de energía eléctrica en la provincia de Córdoba año 2010				
Margen de operación del Sistema Provincial	Margen de operación del Sistema Nacional	Energía eléctrica consumida de origen fósil generada en la provincia	Energía eléctrica consumida de origen fósil generada en resto del país	Emisión total
[tCO ₂ /MWh]	[tCO ₂ /MWh]	[MWh]	[MWh]	[tCO ₂]
0,551	0,533	3.450.259	1.814.394	2.868.164

Distribución de la energía eléctrica en el sistema provincial

Considerando el actual sistema eléctrico provincial como una unidad de consumo de energía, y analizando detalladamente su distribución, arribaremos a lo expuesto en el siguiente esquema correspondiente al año 2010 tomado como base.



En este esquema se muestran los porcentajes de energía correspondiente a consumidores en los distintos niveles de tensión y lo referente a pérdidas técnicas del sistema, **los valores porcentuales son aproximados por no disponer de la totalidad de la información.**

Esta energía es producida en distintas centrales de generación, algunas situadas en territorio provincial y otras fuera de la provincia, en ambos casos es generada con diferentes tecnologías.

El ingreso de energía eléctrica al SIP (Sistema Interconectado Provincial) se establece de la siguiente manera:

- Centrales de generación provinciales que ingresan a las redes de MT y AT del SIP (Sistema Interconectado Provincial).
- Líneas de AT de interconexión con provincias limítrofes.
- Conexión al SIN (Sistema Interconectado Nacional) a través de estaciones de transformación de 500 kV /132kV.
- Generadores privados conectados al SIP

Con los datos de la energía que se entrega al sistema y la que realmente reciben los consumidores se determina la eficiencia energética de la distribución como:

$$\text{Eficiencia energética de la distribución} = \frac{\text{Energía entregada al cliente}}{\text{Energía entregada a la red}}$$

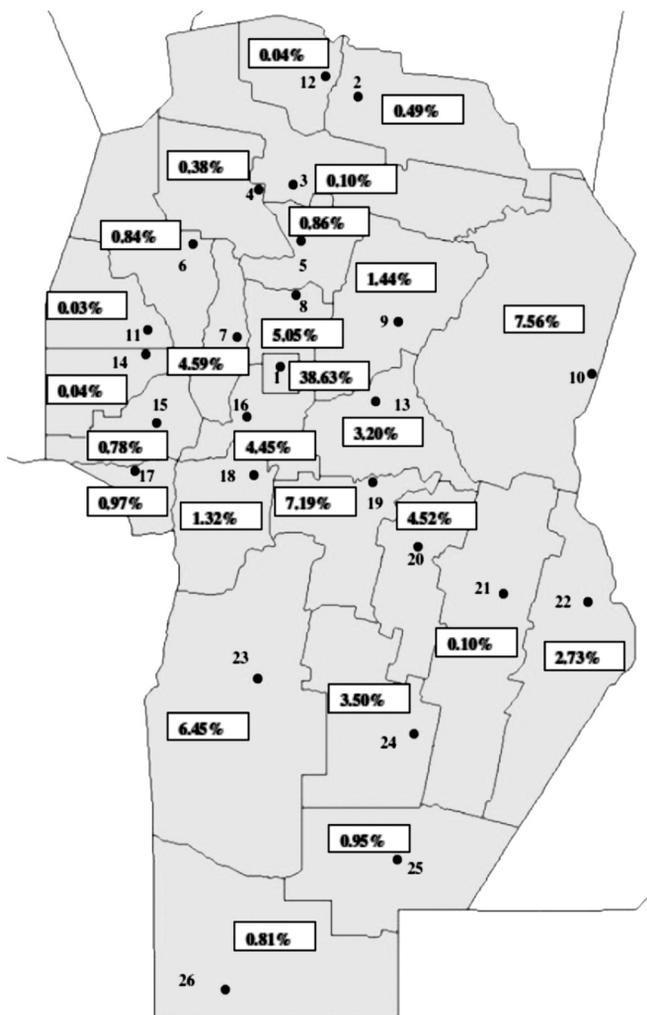
$$E_{ED}[\%] = 84.6\%$$

(Pérdidas técnicas y no técnicas representan 15.4 % del total de energía entregada a la red)

Distribución geográfica del consumo de energía eléctrica del año base (2010).

En los siguientes tres gráficos, se muestra la distribución porcentual del consumo de energía eléctrica en los distintos departamentos de la provincia, distribución de la energía eléctrica facturada según el tipo de cliente y planilla con datos relevantes de la provincia.

Si analizamos en la tabla siguiente los valores porcentuales de la cantidad de clientes en relación con la facturación de energía eléctrica que le corresponde a cada uno, observaremos que el (39.74%) de la energía facturada corresponde al sector industrial. Esto demuestra que la provincia de Córdoba posee una gran fuerza industrial, pero concentrada en un número reducido de clientes (0.49 %) como automotrices, metalmecánicas, petroquímicas, aceiteras, etc. Esta situación lleva a que la ponderación de la actividad industrial en el modelo sea muy importante.



Distribución porcentual del consumo de energía eléctrica por departamento.

Con referencia a lo facturado al sector comercial (14.47%), tienen un alto grado de incidencia los consumos de grandes áreas comerciales como galerías, shopping, hipermercados entre otros.

Si observamos el consumo en Alumbrado Público (4.44%), éste se encuentra dentro de los estándares de otras provincias de características similares a la provincia de Córdoba.

Una situación particular es el sector residencial al que le corresponde el (85.82 %), del total de clientes, este es el sector que tiene mayor participación en el gasto administrativo y de mantenimiento de las empresas distribuidoras.

Relación del tipo de cliente con la facturación de energía eléctrica año 2010				
Tipo	clientes		Facturado	
	unidades	%	MWh	%
Residencial	1.081.403	85,82	2.394.655	34,81
Comercial	130.194	10,33	995.588	14,47
Industrial	6.227	0,49	2.734.180	39,74
Alumbrado	302	0,02	305.679	4,44
Riego	228	0,02	36.035	0,52
Oficial	13.657	1,08	170.954	2,48
Otros	28.057	2,23	242.451	3,52

DATOS RELEVANTES DE LA PROVINCIA DE CORDOBA AÑO 2010

Número	Departamento	Superficie [km ²]	Cantidad de habitantes	Energía facturada [MWh]	Distribución energía [%]	Densidad de Energía [kWh/Km ²]	Consumo de Energía por habitante [kWh/hab.]	Cantidad de clientes	Consumo de Energía promedio por cliente [kWh/cliente]
1	Capital	562	1.340.535	2.657.736	38,63	4.729.067	1.983	494.277	5.377
2	Rio Seco	6.754	13.457	33.367	0,49	4.940	2.479	4.211	7.924
3	Tulumba	10.164	13.927	7.194	0,10	708	517	3.510	2.050
4	Ischilín	5.123	32.313	25.965	0,38	5.068	804	10.034	2.588
5	Totoral	3.145	18.369	59.162	0,86	18.811	3.221	5.854	10.106
6	Cruz del Eje	6.653	57.291	57.531	0,84	8.647	1.004	16.962	3.392
7	Punilla	2.592	167.299	315.700	4,59	121.798	1.887	82.324	3.835
8	Colón	2.588	212.219	347.123	5,05	134.128	1.636	63.097	5.501
9	Río Primero	6.753	47.006	99.076	1,44	14.671	2.108	15.209	6.514
10	San Justo	13.677	207.117	520.029	7,56	38.022	2.511	85.414	6.088
11	Minas	3.730	5.445	1.977	0,03	530	363	1.000	1.977
12	Sobremonte	3.307	5.119	3.008	0,04	910	588	1.057	2.846
13	Río Segundo	4.970	102.062	220.141	3,20	44.294	2.157	39.716	5.543
14	Pocho	3.207	5.245	2.933	0,04	915	559	1.331	2.204
15	San Alberto	3.327	37.895	53.672	0,78	16.132	1.416	13.478	3.982
16	Santa María	3.427	96.581	306.231	4,45	89.358	3.171	31.373	9.761
17	San Javier	1.652	52.679	67.025	0,97	40.572	1.272	21.887	3.062
18	Calamuchita	4.642	54.364	90.532	1,32	19.503	1.665	24.394	3.711
19	Tercero Arriba	5.187	111.626	494.636	7,19	95.361	4.431	45.483	10.875
20	Gral S. Martín	5.006	126.711	311.243	4,52	62.174	2.456	54.477	5.713
21	Unión	11.182	105.865	211.906	3,08	18.951	2.002	44.273	4.786
22	Marcos Juárez	9.490	107.241	187.999	2,73	19.810	1.753	45.996	4.087
23	Río Cuarto	18.394	251.054	443.588	6,45	24.116	1.767	104.671	4.238
24	Juárez Celman	8.902	60.263	240.808	3,50	27.051	3.996	21.125	11.399
25	R. Sáenz Peña	8.228	37.235	65.468	0,95	7.957	1.758	15.032	4.355
26	General Roca	12.659	36.625	55.493	0,81	4.384	1.515	13.883	3.997
	Totales	165.321	3.305.543	6.879.543	100,00			1.260.068	

La planilla ha sido elaborada con información obtenida de la Secretaría de Energía de la Nación y de la Secretaría de Estadísticas y Censos de la Provincia.

INDICES DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y DEMANDA DE POTENCIA.

Estadísticas de energía eléctrica facturada en la provincia

Para realizar las proyecciones de consumos de energía eléctrica y demanda de potencia, es necesario recurrir a los datos estadísticos de energía facturada de los últimos 40 (cuarenta) años, realizada a los diferentes tipos de clientes de toda la provincia. Esta información se tomó de la base de datos de la Secretaría de Energía de la Nación y se muestran en la siguiente tabla.

Facturación de energía eléctrica Córdoba periodo 1970 - 2010 [MWh]								
Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado	Riego	Oficial	Otros	Total
1970	307.115	156.699	413.593	48.697	0	42.790	18.783	987.677
1971	327.655	188.657	487.339	56.266	0	46.105	18.360	1.124.382
1972	347.542	199.855	508.088	61.795	0	47.343	17.853	1.182.476
1973	363.512	212.143	551.631	62.916	0	50.063	17.890	1.258.155
1974	402.151	220.014	573.885	65.778	0	50.766	19.556	1.332.150
1975	445.659	222.016	579.407	69.211	0	51.089	18.858	1.386.240
1976	456.250	218.797	573.246	68.494	1.699	54.220	17.954	1.390.660
1977	484.289	277.930	639.719	71.089	3.575	27.870	18.757	1.523.229
1978	493.846	281.926	632.628	77.312	3.874	32.073	19.235	1.540.894
1979	537.951	319.566	702.437	82.631	4.107	34.352	19.402	1.700.446
1980	596.521	355.636	737.873	90.309	4.250	36.128	21.120	1.841.837
1981	602.402	348.450	684.590	96.129	2.774	41.774	20.925	1.797.044
1982	594.243	337.346	758.750	94.415	2.971	35.976	21.575	1.845.276
1983	632.124	365.755	821.003	102.969	3.827	35.644	22.819	1.984.141
1984	681.355	386.002	842.289	106.527	3.087	38.475	22.762	2.080.497
1985	707.176	373.610	829.628	112.437	2.194	35.524	23.879	2.084.448
1986	769.690	255.629	1.011.736	114.915	2.106	77.533	24.467	2.256.076
1987	826.384	312.368	1.012.339	116.734	9.109	82.391	24.272	2.383.597
1988	836.747	317.517	1.036.530	120.881	9.064	84.032	26.880	2.431.651
1989	773.431	271.217	950.794	107.775	8.599	72.371	28.586	2.212.773
1990	792.972	251.915	953.830	112.909	6.808	70.836	26.952	2.216.222
1991	843.149	287.518	1.030.085	121.965	7.001	75.399	85.025	2.450.142
1992	947.062	331.487	1.127.372	129.740	2.012	81.992	93.537	2.713.202
1993	1.063.459	384.209	1.162.533	139.051	2.017	87.715	101.901	2.940.885
1994	1.092.559	412.528	1.265.766	148.783	1.501	90.049	112.088	3.123.274
1995	1.141.849	398.811	1.241.583	151.391	2.639	91.320	108.914	3.136.507
1996	1.165.639	434.493	1.278.984	158.592	2.600	99.272	195.473	3.335.053
1997	1.117.766	463.276	1.568.032	161.274	3.148	102.026	137.104	3.552.626
1998	1.139.961	507.009	1.798.907	172.472	7.402	70.640	184.335	3.880.726
1999	1.084.766	531.079	1.834.449	183.256	9.845	84.994	189.452	3.917.841
2000	1.263.637	607.824	1.956.578	188.429	9.568	124.003	157.826	4.307.865
2001	1.304.131	614.396	1.987.362	103.860	6.823	132.514	259.502	4.408.588
2002	1.230.282	591.318	1.842.060	193.914	11.195	115.360	155.265	4.139.394
2003	1.140.541	646.096	1.950.450	192.842	17.210	113.712	170.166	4.231.017
2004	1.205.990	725.886	2.114.514	199.510	19.208	120.096	181.101	4.566.305
2005	1.469.630	659.632	2.198.087	208.277	25.215	123.188	191.635	4.875.664
2006	1.718.719	776.495	2.477.131	240.865	31.619	148.556	204.979	5.598.364
2007	1.960.987	839.413	2.575.415	254.579	35.585	153.739	217.651	6.037.369
2008	2.114.517	911.535	2.675.772	278.035	30.528	151.835	229.608	6.391.831
2009	2.244.778	977.080	2.585.142	296.978	43.638	166.917	225.903	6.540.436
2010	2.394.655	995.588	2.734.180	305.679	36.035	170.954	242.451	6.879.543

Desarrollo de índices de crecimiento del consumo de energía y demanda de potencia

Analizando los diferentes métodos que se utilizan para la proyección del consumo de energía y demanda de potencia, se concluye: que por tratarse de una estimación a largo plazo estos procedimientos no tendrían los resultados esperados.

Esta circunstancia conduce a la búsqueda de una metodología propia, que permita acompañar el crecimiento de la demanda, e ir dotando al sistema de los elementos de infraestructura necesarios en el momento indicado.

Para definir los futuros requerimientos de energía y demanda de potencia se utilizan como base los datos históricos de valores facturados totales a clientes residenciales, industriales, comerciales, riego, entidades oficiales y otros, en el período 1970 - 2010. Se toma como límite el año 2010 por ser este el último año del que se dispone de la información necesaria.

El horizonte de la planificación es el año 2040, si bien se trata de una meta ambiciosa, se considera que son estimaciones válidas para conocer la tendencia de la expansión del sistema eléctrico de la provincia de Córdoba.

Resaltamos que los cambios políticos a nivel nacional como internacional tienen una marcada incidencia en el requerimiento de energía eléctrica, situación ésta que incidirá en forma notoria en el modelo.

Otro factor a tener en cuenta y que ha tomado importancia en los últimos años, es el incremento de los consumos comerciales y residenciales como consecuencia de la reducción en los precios relativos de los artefactos eléctricos y de confort.

Observando detenidamente su evolución, encontraremos una asociación marcada entre dicha variación y una función periódica lo que nos lleva a utilizar la siguiente expresión en el modelado:

$$Y = K + A \text{ sen } (2 \pi X/T + \phi)$$

Y = Función “Índice interanual de crecimiento” [%]

K = Valor promedio del índice interanual de crecimiento [%]

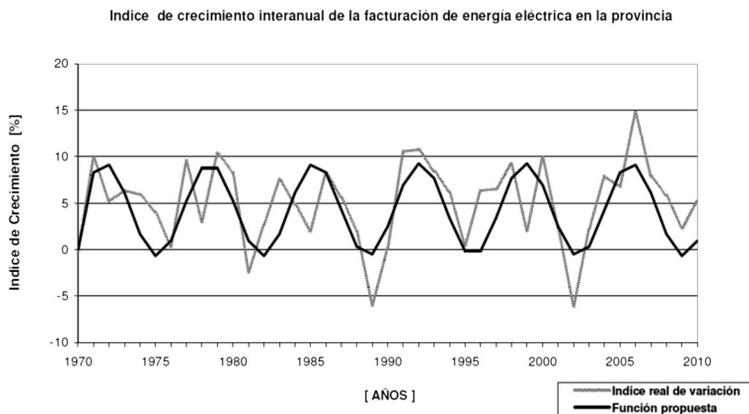
A = Amplitud de la variación interanual del índice [%]

T = Período de la función [años]

X = Variable independiente [años]

ϕ = Desplazamiento inicial [adimensional]

En el siguiente gráfico se aprecia la evolución del índice de variación interanual de la facturación total de energía en la provincia de los últimos 40 años.



La función presenta un valor de crecimiento interanual medio (K) modulado por la función periódica, poniendo de manifiesto una variación cíclica.

Se verifica que el período de la función en todos los sectores que consumen energía oscila entre 6(seis) y 7 (siete) años.

Del análisis de la variación del índice interanual de crecimiento, se desprende que existen valores muy apartados del valor medio de la función definida. Estos valores coinciden con las crisis de los años 1989/1990 y 2001/2002.

La función periódica planteada se utiliza para proyectar los futuros consumos de energía y demanda de potencia para cada tipo de cliente y zona en que se ha dividido el territorio provincial.

La composición alineada de las funciones “índice” de cada tipo de cliente por departamento y zona, da como resultado el índice que se aplica para la proyección de cada una de las zonas en que ha sido dividida la provincia.

Un procedimiento alternativo podría ser el cálculo de un indicador medio de crecimiento interanual para realizar la proyección, pero de esta manera no sería posible conocer el comportamiento del indicador en el tiempo.

La metodología propuesta determina la forma en que varía el crecimiento, y permite definir con mayor precisión el monto y la

temporalidad de las inversiones en infraestructura necesarias.

La función obtenida con este método para la proyección del consumo de energía, se afecta posteriormente por dos funciones: la primera, correspondiente a la implementación de una política de eficiencia energética que se desarrolla en el siguiente punto. La segunda, se aplica para llevar los valores de energía facturada a energía consumida, incorporando de esta manera las pérdidas técnicas y no técnicas.

En lo que respecta al índice para la proyección de la demanda de potencia, se le aplica únicamente la función de eficiencia, ya que la información corresponden a potencias simultáneas leídas en instrumentos, por lo tanto incluyen la totalidad de las pérdidas.

La eficiencia en el modelo

La eficiencia energética forma parte del modelo de crecimiento y es un recurso al que tenemos que recurrir. Es indiscutible que la posibilidad de obtener los mismos niveles de desarrollo y confort con menor consumo de energía, es un objetivo básico para garantizar la sustentabilidad de nuestra economía en el largo plazo.

Es indudable que ya se han producido y se seguirán produciendo cambios en la eficiencia de equipos eléctricos como también en el comportamiento de la sociedad con respecto a la utilización de la energía eléctrica.

Por lo planteado se hace necesario considerar en el modelo de crecimiento una función que atenúe la proyección de la demanda de potencia y consumo energía eléctrica para darle mayor realidad al mismo.

Se formularon y aplicaron alternativamente tres funciones de eficiencia en la proyección, una lineal, una parabólica y otra lineal por período.

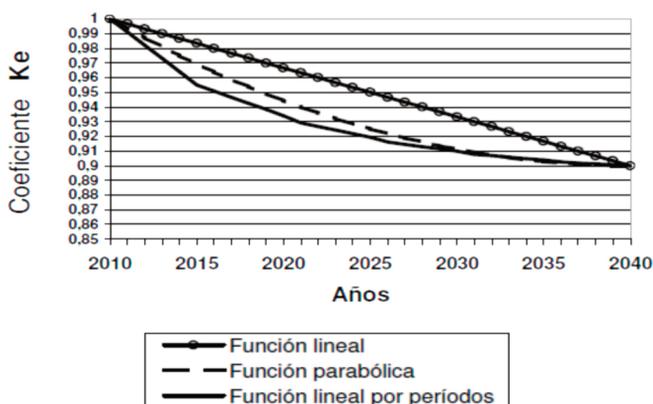
La lineal no mostró con fidelidad el resultado de la aplicación de una política de eficiencia donde el ser humano es un agente determinante, con la parabólica se obtuvo una mayor aproximación pero no lo suficiente como para optar por su aplicación.

Por último la lineal por períodos fue la más representativa permitiendo incorporar en la función los resultados de un comportamiento social.

En el siguiente gráfico, se representan las tres funciones desarrolladas.

La función lineal por períodos, presenta una mayor atenuación al principio de la proyección, una media en los tramos intermedios y baja al final.

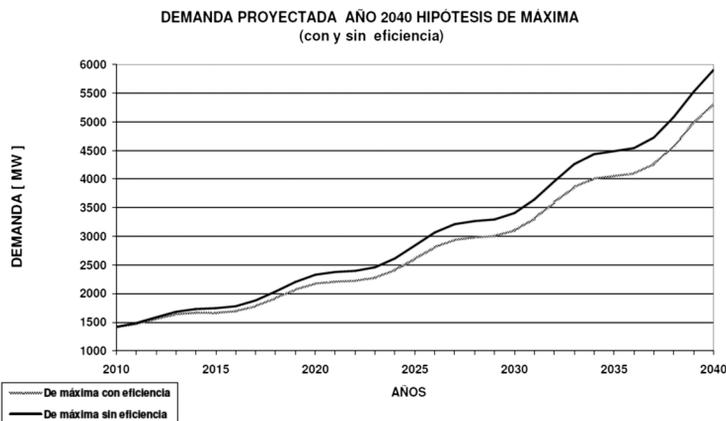
Coefficiente de eficiencia para reducción del consumo de 10% en 30 años.



El primer tramo denota que al comenzar la aplicación de la política de eficiencia, se obtienen resultados significativos, el último tramo indica que se hace cada vez más difícil reducir el consumo habiendo ya aplicado una política de ahorro de energía.

En el modelo se ha planteado llegar al año 2040 con una reducción en la demanda de potencia y en el consumo de energía eléctrica de 10%. Esto significa que, aplicando políticas adecuadas tales como: mantener informados a los clientes sobre la correcta utilización de la energía, mejorar la infraestructura de distribución, realizar cambios en niveles de tensión de distribución, reemplazar tecnologías obsoletas por nuevas más eficientes, instrumentar un control eficaz de pérdidas no técnicas etc. Se logrará el objetivo previsto.

Si no se toman las medidas necesarias indudablemente se llegará al horizonte proyectado con un mayor requerimiento de energía como demanda de potencia.



En el gráfico se aprecia el comportamiento cíclico del incremento de la demanda de potencia del escenario de máximo crecimiento y la importancia que tiene la aplicación de una política de eficiencia energética.

Es indudable que la aplicación de políticas de eficiencia, no solo reducirá la emisión de gases de efecto invernadero sino que incidirá directamente en el monto de las inversiones necesarias en infraestructura del sistema eléctrico. Es importante también tener conciencia de que **“el consumo irresponsable consume nuestro futuro”**

En la función de eficiencia han sido considerados los siguientes puntos claves que no solo dependen de una política estatal sino también de una cultura social de eficiencia:

- Implementación de sistemas de telemedición y gerenciamiento de la distribución.
- Migrar a transformadores con núcleos de alta eficiencia y motores eficientes.
- Utilización de lámparas de bajo consumo y posteriormente tecnología led.
- Reducción del consumo de energía controlando el nivel lumínico en calles y rutas en horarios de baja circulación.
- Participación de las autoridades competentes y de colegios de profesionales de la ingeniería reglamentando y priorizando las construcciones eficientes.
- Capacitación sobre el uso racional de la energía en escuelas e institutos educacionales.

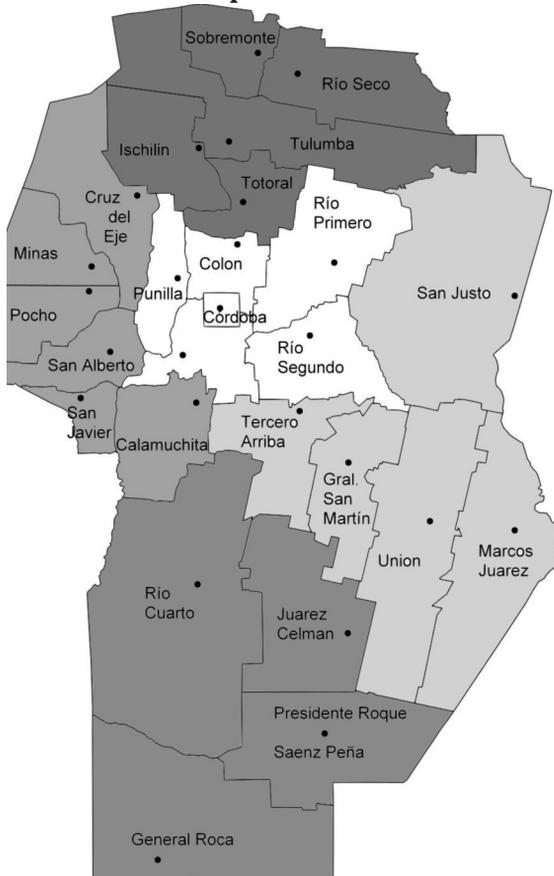
- Aplicación de eficiencia energética en edificios públicos.
- Utilización del nivel de tensión más favorable en redes de distribución de MT.

- MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PROVINCIAL

Zonificación del territorio provincial para el desarrollo de la infraestructura del sistema eléctrico

Para el análisis y desarrollo del crecimiento de la infraestructura eléctrica en el territorio provincial, es necesario definir zonas constituidas por los diferentes departamentos, relacionados entre sí con la infraestructura eléctrica actual del sistema de distribución, ver mapa.

Mapa zonificado



Con este planteo se analiza en forma particular el índice de crecimiento por lustro de cada departamento y de cada zona para posteriormente realizar la proyección tanto del consumo de energía eléctrica como el de la demanda, temas que se desarrollan en el punto siguiente.

Proyección de la demanda de potencia y consumo de energía eléctrica

Para desarrollar el modelo se plantearon tres escenarios de crecimiento posible, diferenciados por el nivel de demanda tanto de potencia como de energía.

Para definir los valores de potencia de partida para la proyección se tomaron los correspondientes al máximo *maximorum* registrado en cada uno de los últimos tres años (2010-2011 y 2012).

Con esta información se definieron los siguientes escenarios para el inicio de la proyección: el de máxima con el mayor valor de demanda registrado en estos años, el de media con el valor promedio de los tres años y el de base con el menor de ellos. En los tres casos se actualizó al año de partida de la planificación.

Posteriormente se proyectaron estos valores con el índice de crecimiento interanual y se afectaron por la función de eficiencia.

Esta secuencia de operaciones permitió proyectar los escenarios de demanda de potencia para cada departamento y zona (ver tabla siguiente), para luego plantear con ayuda del Software PSSE 32 de la firma Siemens el crecimiento de la infraestructura del sistema eléctrico provincial.

El desarrollo de la infraestructura se plantea para el escenario de demanda base, esto define la infraestructura para satisfacer un nivel básico de necesidad.

Si el desarrollo de la infraestructura se planteara para un escenario de máxima demanda, se estarían considerando situaciones puntuales de requerimiento de potencia que generalmente son ocasionadas por fenómenos climáticos, que en nuestra provincia se producen en períodos de altas temperaturas.

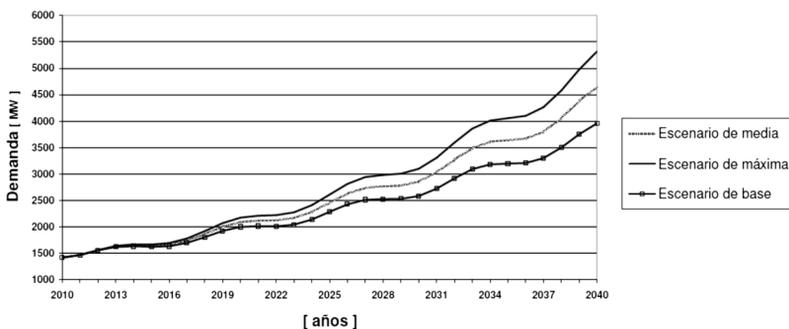
En lo que respecta a la proyección del consumo de energía, se toma como base el consumo del año de partida y se proyecta con el índice de crecimiento interanual afectado por la función de eficiencia y la correspondiente para llevar la energía facturada a consumida en todo el sistema.

En los siguientes gráficos se pueden ver los resultados obtenidos de la proyección.

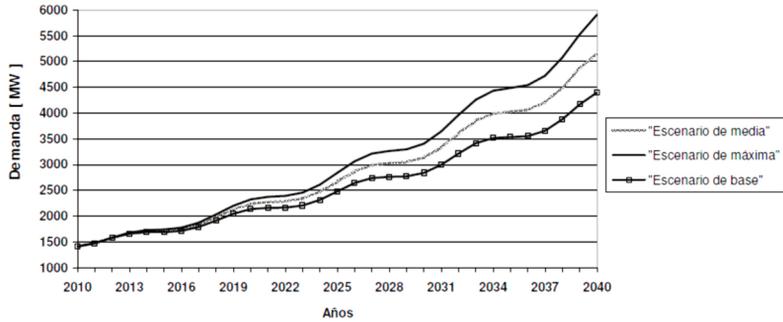
Proyección de la demanda en escenario de base

	Número de Departamento	Departamento	Demanda Máxima [MW] Año base 2010	Demanda [MW] Año 2015	Demanda [MW] Año 2020	Demanda [MW] Año 2025	Demanda [MW] Año 2030	Demanda [MW] Año 2035	Demanda [MW] Año 2040
ZONA CENTRO	1	Capital	546,5	617,0	751,5	840,2	946,9	1.164,7	1.421,0
	7	Punilla	64,9	77,4	95,3	109,0	123,5	148,5	182,8
	8	Colón	71,4	85,7	109,4	123,8	138,8	172,3	215,9
	9	Río Primero	20,4	24,5	31,6	35,8	41,3	50,2	65,3
	13	Río Segundo	45,3	54,0	66,0	77,3	86,8	105,4	130,1
	16	Santa María	63,0	67,8	87,2	97,7	108,5	136,3	177,5
			811,4	926,5	1.141,1	1.283,8	1.445,9	1.777,4	2.192,6
ZONA NORTE	2	Río Seco	6,9	9,5	11,5	13,8	16,6	20,0	24,0
	3	Tulumba	1,5	1,7	1,9	2,2	2,5	2,9	3,3
	4	Ischilín	5,3	5,6	6,5	7,0	7,3	8,4	9,7
	5	Totoral	12,2	15,7	19,9	26,2	34,6	43,8	55,4
	12	Sobremonte	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,9	2,4
			26,5	33,3	40,7	50,4	62,5	76,9	94,8
ZONA SUR	23	Río Cuarto	91,2	104,7	120,2	138,0	153,6	197,6	239,3
	24	Juarez Celman	49,5	54,3	69,0	78,6	86,5	105,8	136,8
	25	Roque Saenz Peña	13,5	15,5	19,9	22,9	25,5	29,8	38,1
	26	General Roca	11,4	12,1	13,9	16,1	21,2	29,4	33,9
			166,6	186,7	223,0	256,6	296,8	362,7	448,2
ZONA OESTE	6	Cruz del Eje	11,8	14,8	18,5	21,5	26,1	33,1	41,4
	11	Minas	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0	1,2	1,5
	14	Pocho	0,6	0,7	0,9	1,1	1,4	1,7	2,1
	15	San Alberio	11,0	12,7	16,6	19,9	23,4	28,5	34,8
	17	San Javier	13,8	17,1	21,4	25,9	29,4	34,6	49,6
	18	Calamuchita	18,6	23,9	30,7	40,5	50,9	63,9	82,1
			56,3	69,8	88,7	109,7	132,2	163,1	211,5
ZONA ESTE	10	San Justo	106,9	121,3	147,8	167,6	189,3	235,2	291,5
	19	Tercero Arriba	101,7	102,6	127,4	146,6	166,5	201,3	242,6
	20	Gral San Martín	64,0	78,6	99,0	115,4	128,3	158,2	198,7
	21	Unión	43,6	55,7	72,1	84,8	93,4	118,1	148,7
	22	Marcos Juárez	38,7	44,8	56,3	67,8	78,6	101,1	130,3
			354,9	403,0	502,7	582,2	656,1	814,0	1.011,7
Totales [MW]			1415	1619	1996	2282	2583	3194	3959

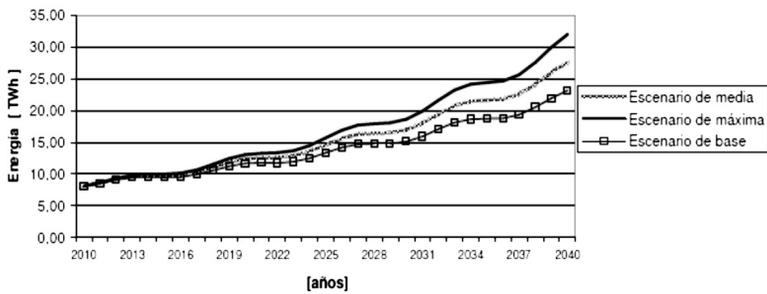
Proyección de la demanda total de potencia de la provincia
(con eficiencia lineal por períodos)



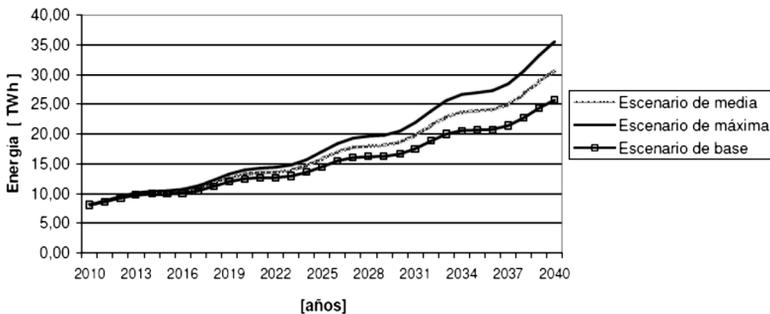
Proyección de la demanda total de potencia de la provincia
(sin eficiencia)

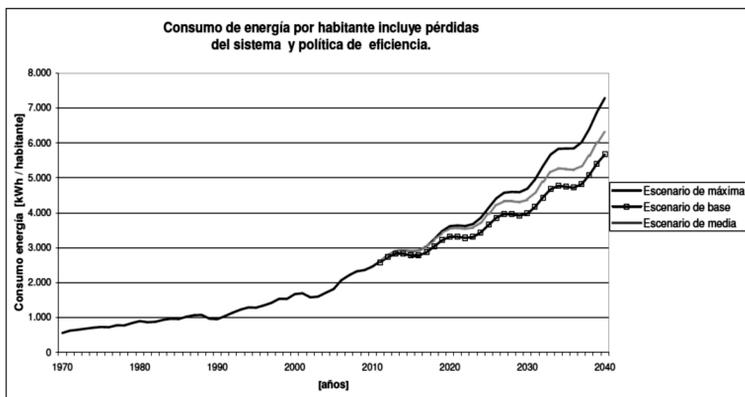


Proyección del consumo total de energía eléctrica de la provincia
(con eficiencia lineal por periodo)



Proyección del consumo total de energía eléctrica de la provincia
(sin eficiencia)





En este último gráfico se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica anual por habitante, se puede observar un crecimiento constante desde el año 1970 que se acentúa luego de la crisis del año 2001/2002.

Este comportamiento que en la proyección se ha mantenido, responde a diferentes factores como uso masivo de electrodomésticos y artículos electrónicos, crecimiento industrial, desarrollo del sistema de distribución que incorporó nuevas poblaciones, utilización del riego artificial para los cultivos, etc.

Se puede observar que el consumo de energía eléctrica en el escenario de base mantiene el nivel de crecimiento promedio de los últimos treinta años, mientras que en los escenarios de media y de máxima se espera un mayor crecimiento.

Para realizar la proyección de la población futura se utilizó la base de datos de la Dirección de Estadísticas y Censos de la Provincia correspondiente a los censos realizados en los años (1970-1980-1991-2001 y 2008), se calcularon crecimientos medios interanuales entre censos y posteriormente se extrapoló.

Es oportuno resaltar que el crecimiento medio interanual vegetativo de la provincia es del 1% mientras que el crecimiento medio interanual de consumo de energía eléctrica es mayor al 3%, este es uno de los elementos que explica el importante aumento del consumo de energía por habitante proyectado.

Se ha supuesto que el crecimiento de la población responde a un modelo exponencial continuo considerando que nuestra provincia responde a esta hipótesis. Posiblemente en los próximos 50 años

el comportamiento se ajuste a un “Modelo Logístico” como sucede con algunos países europeos.

En el gráfico siguiente realizado con información extraída de la base de datos estadísticos del “Banco Mundial” se puede observar el consumo de energía eléctrica por habitante en otros países y la variación que tuvo en la primera década de este siglo.

Consumo anual de Energía Eléctrica por habitante en el mundo			
Pais	[kWh/habitante] Año 2000	[kWh/habitante] Año 2010	Crecimiento [%]
Mundo	2.381	2.975	24,95
Noruega	24.994	25.175	0,72
Canadá	16.991	15.137	-10,91
Suecia	15.682	14.939	-4,74
Finlandia	15.304	16.483	7,70
Estados Unidos	13.671	13.394	-2,03
Australia	10.194	10.286	0,90
Bélgica	8.248	8.388	1,70
Japón	7.974	8.394	5,27
Suiza	7.845	8.175	4,21
Francia	7.238	7.729	6,78
Austria	7.076	8.356	18,09
Alemania	6.635	7.215	8,74
Dinamarca	6.482	6.327	-2,39
Israel	6.323	6.856	8,43
Reino Unido	6.115	5.733	-6,25
Irlanda	5.796	6.025	3,95
Eslovenia	5.778	6.521	12,86
Italia	5.300	5.384	1,58
España	5.207	6.155	18,21
Grecia	4.539	5.242	15,49
Portugal	4.014	4.929	22,80
Hungría	3.309	3.876	17,14
Bulgaria	3.674	4.476	21,83
Polonia	3.240	3.783	16,76
Argentina	2.085	2.904	39,28
Rumania	1.988	2.392	20,32
Brasil	1.901	2.384	25,41
Méjico	1.766	1.990	12,68
China	993	2.944	196,48
India	387	616	59,17
Córdoba	1.675	2.463	47,04

El nivel de consumo por habitante obedece a muchas variables como existencia de gas natural para uso industrial y residencial, nivel económico de la población, desarrollo de redes de distribución eléctrica, desarrollo industrial del país, entre otras.

Es importante puntualizar que la globalización y necesidad de energía de los países desarrollados como el bajo costo de la mano de obra de países en desarrollo ha desplazado industrias de alto consumo energético a estos últimos.

Si bien esta situación mejora el nivel de vida de la población les exige a estos países realizar inversiones importantes para acompañar la necesidad de energía, haciendo un uso intensivo de sus recursos energéticos. Esto se puede observar en el crecimiento explosivo del consumo de energía eléctrica que ha tenido China en la última década (197%).

Análisis y desarrollo de la infraestructura del sistema eléctrico

Definida la evolución de la demanda durante el período de análisis (según lo ya explicado) y la ubicación geográfica de dicha evolución según la zonificación propuesta, se analizó el impacto del crecimiento en la demanda eléctrica sobre la infraestructura eléctrica existente de la Provincia de Córdoba. Se utilizaron las siguientes fuentes de información para definir un escenario base correspondiente al año 2013:

- Base de Datos Cammesa 2012¹
- Guía de Referencia Transener 2012-2019
- Guía de Referencia EPEC 2010-2014²

A partir de las mencionadas fuentes, se elaboró un escenario de infraestructura eléctrica y demanda base para el año 2013. En caso de inconsistencias en la información, específicamente en lo referente a valores de demandas, se utilizó la Guía de Referencia de EPEC como base.

Se consolidó una base de datos única utilizando el Software PSSE32. En dicha base, se consideraron todos los elementos de transmisión eléctrica comprendidos entre red 500 kV y bornes secundarios del transformador de AT a MT.

El análisis se basa exclusivamente en flujos estáticos los cuales fueron elaborados por lustros. Las demandas fueron escaladas de acuerdo al lustro considerado y a su distribución geográfica. De esta manera, entre un lustro y su inmediato anterior aparecen violaciones a límites de transmisión y/o restricciones. A fin de eliminar dichas violaciones, se fueron planteando diferentes obras de transmisión, tales

1 www.cammesa.com.ar

2 No se obtuvo una Guía de Referencia más actualizada

como nuevas líneas, estaciones transformadoras, ampliación de capacidad de transformación, equipamiento de compensación de reactivo, etc. Una vez propuesto un grupo de obras de transmisión que eliminó todas las violaciones críticas de transmisión, se prosiguió a modelar el lustro siguiente utilizando el mismo planteo. De esta manera, las obras propuestas para un determinado lustro se distribuyeron convenientemente en dicho lustro considerando además plazos de obra típicos.

Las obras de transmisión propuestas en este trabajo están fuertemente correlacionadas con las hipótesis de inversiones de generación consideradas. Hipótesis de inversiones de generación diferentes conllevan a diferentes obras de transmisión eléctrica.

En la decisión de inversión se priorizó la minimización del costo de la misma. Por esta razón se aprovechó la capacidad de transformación existente con un margen de reserva equivalente al existente en la actualidad. En caso de saturación de la capacidad de transformación, se plantearon ampliaciones de estaciones transformadoras con incorporación o cambio de transformadores. Cuando por efecto del elevado nivel de transmisión de las líneas y su operación por sobre la potencia natural de las mismas se evidenciaron claros problemas de control de tensión y déficit de reactivo, se propuso la instalación de compensadores estáticos de potencia reactiva tipo SVC (Static Var Compesator).

Los intercambios de potencia activa y reactiva de la Provincia de Córdoba con el resto del SADI (Sistema Argentino de Interconexión) se simularon mediante equivalentes reducidos a fin de aumentar la robustez del cálculo y facilitar su convergencia. La tensión de los puntos de intercambio fue ajustada en cada escenario a fin de que se encuentre dentro de los límites establecidos por la normativa vigente. En Anexo 2 se puede observar el diagrama resultante al final de la proyección con estaciones transformadoras, líneas de interconexión y barras de AT y EAT.

INVERSIONES NECESARIAS EN LA INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA ACOMPAÑAR EL DESARROLLO DE LA PROVINCIA

Metodología para la evaluación de las inversiones

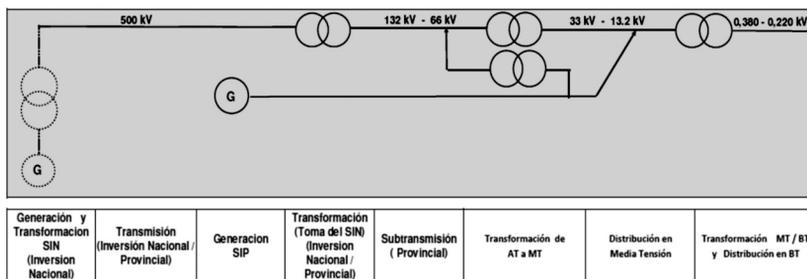
El objetivo de este trabajo desde el punto de vista económico es determinar con una precisión aceptable las inversiones en la in-

fraestructura del sistema eléctrico para acompañar el desarrollo integral de la provincia.

Para ello se plantea una metodología que permite obtener el monto de las inversiones y el momento en que éstas serán necesarias.

Los valores utilizados se corresponden con precios estándares de obras realizadas en la provincia y en el país, referidos a Febrero del año 2013, expresados en dólares estadounidenses cotización oficial. Se ha definido el dólar para la evaluación considerando que la mayoría de los equipos que forman parte de la infraestructura eléctrica se cotizan en esta moneda.

En el siguiente gráfico, observamos el desarrollo del sistema y los sectores donde se deben realizar las inversiones.



(Sistema eléctrico simplificado)

La utilización del Software PSSE 32 de Siemens permitió definir la expansión de la infraestructura desde la toma de energía del SIN (Sistema Interconectado Nacional) hasta las estaciones transformadoras de AT a MT e incluyendo las generaciones ubicadas en territorio provincial que se incorporaron. Para completar la necesidad de inversiones desde éste punto hasta el medidor del cliente fue necesario definir módulos de crecimiento por sector del sistema eléctrico basados en datos estadísticos del desarrollo poblacional, información de urbanizaciones realizadas en los últimos 20 (veinte) años en la capital e interior de la provincia, índice de crecimiento de clientes industriales y comerciales, entre otros .

Los diferentes tipos de módulos se determinaron en base a la experiencia y criterio profesional de los autores de este trabajo, para posteriormente realizar su evaluación económica, obteniendo el precio final de venta con IVA de empresa contratista.

Los módulos referidos son:

- Redes de media tensión aéreas y subterráneas asociadas a Estaciones Transformadoras
- Centro distribuidor de media tensión (SEA).
- Cabina de medición, protección y maniobras (CMP y M).
- Módulo de transformación urbano subterráneo y a nivel incluyendo la distribución en baja tensión.
- Módulo de transformación urbano aéreo incluyendo la distribución en baja tensión.
- Módulo de Subestación para PH (propiedad horizontal).
- Módulo de alimentación rural con transformación (MT/BT)

Evaluación y planificación de las inversiones

Con la información pormenorizada del desarrollo de la infraestructura del sistema, obtenida con la utilización del citado Software, los precios estándares definidos por la metodología anteriormente descripta, los precios estándares de diferentes tecnologías de generación y los precios de obras de AT y EAT, se procedió a evaluar las inversiones.

Se tomó como base el dólar al mes de Febrero del año 2013 y los precios correspondientes a venta con IVA.

El límite de la evaluación económica, es el punto de derivación al cliente en la red de baja tensión, media o alta tensión incluyendo el costo del medidor.

A continuación citamos una descripción de las inversiones evaluadas:

- Inversiones mixtas entre gobiernos nacional y provincial en redes y estaciones de EAT (Extra Alta Tensión).
- Inversiones provinciales en el sistema eléctrico de generación, transformación y distribución. (Empresa Provincial de Energía de Córdoba).
- Infraestructura eléctrica para urbanizaciones de planes de viviendas nacionales, provinciales y municipales a realizar en territorio provincial.
- Inversiones a realizar por Cooperativas en redes, transformación, generación, etc.
- Inversiones privadas para suministros de energía con y sin reembolso.

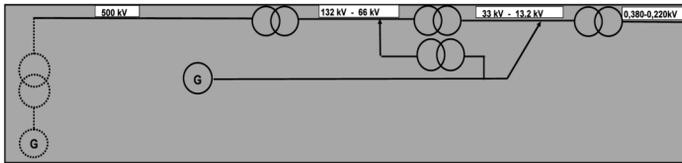
- Inversiones a realizar por desarrollistas en nuevas urbanizaciones.
- Inversiones en generación a realizar por privados.
No se han evaluado:
- Obras internas al punto de medición.
- Reparaciones, reemplazos y/o mantenimiento de estaciones de transformación, redes de distribución, centrales de generación, etc.

En el “Anexo 1” se describen las obras de infraestructura planificadas y el año en que se ha previsto su ejecución. En todos los casos se tiene en cuenta el tiempo desde el inicio de la obra hasta su finalización distribuyéndose las inversiones en el mismo período.

Por la importancia que el costo del transformador tiene en las estaciones transformadoras, se ha respetado la manera de contratación que utilizan las empresas distribuidoras, de proveer en la obra la máquina instalada sobre la base. Esto supone no considerar la máquina en el precio de la obra y sumarle a esta el precio del transformador que paga la empresa distribuidora más el IVA correspondiente a bienes de capital (10.5%).

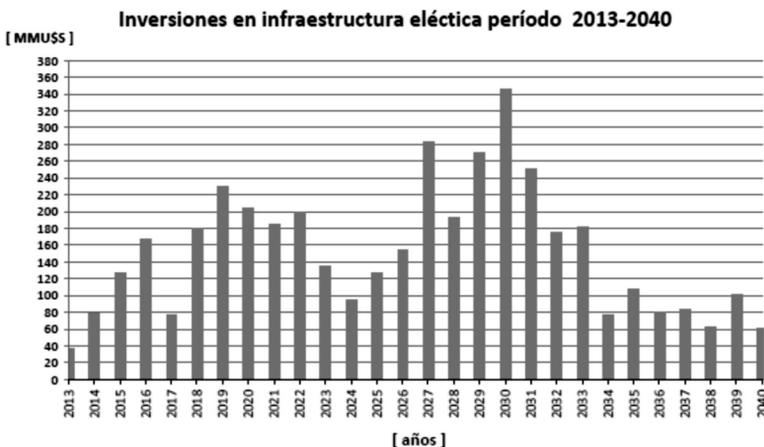
Con respecto a la evaluación de costos de inversión en centrales de generación de distintas tecnologías, se utilizaron precios estándares internacionales cotejados con los de nuestro país.

En el siguiente gráfico se muestra el monto de las inversiones a realizar en cada sector del sistema y el año en que debería ser efectivizada.



INVERSIONES NECESARIAS EN SISTEMA ELÉCTRICO PROVINCIAL PERÍODO 2013 - 2040 [MMU\$S]									
AÑO	Generación y Transformación SIN (Inversión Nacional)	Transmisión (Inversión Nacional / Provincial)	Generación SIP	Transformación (Toma del SIN) (Inversión Nacional / Provincial)	Subtransmisión (Provincial)	Transformación AT / MT (Provincial)	Distribución (Media Tensión)	Transformación y Distribución BT	Inversiones anuales [MM US\$]
2013	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,25	8,54	23,14	35,93
2014	0,00	22,00	0,00	0,00	9,54	13,32	9,60	23,36	77,82
2015	0,00	36,90	12,32	10,52	9,84	9,84	24,77	23,93	127,36
2016	30,49	46,38	0,00	31,54	8,84	8,84	24,30	24,99	156,43
2017	0,00	0,00	0,00	14,47	9,42	9,42	27,82	25,47	77,19
2018	0,00	53,79	52,80	1,99	17,07	17,07	28,38	26,44	180,06
2019	130,68	24,82	9,60	0,00	21,74	21,74	14,93	27,39	228,16
2020	0,00	91,30	9,60	11,29	15,32	15,32	48,79	28,48	204,78
2021	0,00	96,64	0,00	0,00	5,62	5,62	52,75	29,47	184,48
2022	0,00	99,00	0,00	13,20	11,16	11,16	46,97	30,08	199,41
2023	0,00	40,85	0,00	0,00	36,32	36,32	26,93	31,19	135,29
2024	0,00	10,95	0,00	0,00	24,09	24,09	29,13	31,80	95,08
2025	0,00	3,45	12,32	9,86	16,69	16,69	51,39	33,18	126,90
2026	0,00	33,26	3,52	2,70	5,87	5,87	73,89	34,29	153,53
2027	0,00	102,00	52,80	38,18	11,84	11,84	43,53	34,84	283,38
2028	0,00	69,54	9,60	15,11	18,95	18,95	43,80	36,44	193,43
2029	0,00	121,65	21,92	22,26	32,19	32,19	33,92	37,67	269,40
2030	79,13	127,75	3,52	29,75	29,15	29,15	38,43	38,62	346,33
2031	0,00	115,65	11,36	11,13	10,81	10,81	61,49	39,78	290,23
2032	0,00	78,75	10,52	16,64	0,00	0,00	26,64	41,30	175,74
2033	0,00	83,70	4,32	6,36	0,72	0,72	43,21	42,47	180,77
2034	0,00	4,50	0,00	2,54	9,83	9,83	16,55	43,64	76,76
2035	0,00	4,05	7,68	0,00	8,89	8,89	41,64	45,20	107,45
2036	0,00	6,56	4,32	0,00	2,46	2,46	20,36	46,76	80,46
2037	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,75	48,34	84,09
2038	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,78	49,96	62,74
2039	0,00	18,54	0,00	0,00	0,00	0,00	30,92	51,16	100,63
2040	0,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	7,95	52,77	61,32
		240,31	1.291,62	226,20	255,66	324,20	926,25	1.001,89	4.265,72

En el gráfico de barras se han representado totalizadas por año las inversiones anuales necesarias en el período 2013 - 2040.



- ALTERNATIVAS Y CONCLUSIONES

Soluciones tecnológicas

En este punto se plantean alternativas para hacer más eficiente el sistema y reducir las inversiones en infraestructura sin afectar la calidad requerida por los clientes.

- Alternativas para hacer más eficiente el sistema

En el desarrollo del modelo del sistema, se recurrió a soluciones técnicas, para darle viabilidad, lograr los niveles de calidad necesarios y optimizar las inversiones. Las soluciones implementadas se detallan a continuación:

- Reemplazo de transformadores de 300 MVA por 450 MVA en ET de 500 kV
- Construcción de estaciones de AT a MT compactas dentro de la ciudad (GIS).
- Módulos de 2 x 80MVA para estaciones transformadoras de AT a MT en zonas de alta densidad de potencia.
- Corrección de potencia reactiva en redes de 132kV SVC (Stático Var Compensator).
- Corrección de potencia reactiva en redes de media tensión en las estaciones de AT a MT y en centros distribuidores de MT.
- Se recurrió a la generación con los distintos tipos de recursos energéticos renovables disponibles en la provincia.
- Se elevó el nivel de tensión de las redes de distribución de media tensión en el interior de la provincia.

- Alternativas técnicas para optimizar costos

Es muy importante analizar una de las alternativas que se utilizó para reducir los costos de inversión en infraestructura. Por esta razón planteamos una comparativa técnica económica, entre los diferentes niveles de tensión de distribución en las redes de media tensión. Si bien el sistema provincial cuenta con distribuciones en 33 kV la mayoría de las redes de media tensión son de 13.2 kV.

A continuación se plantea un análisis comparativo utilizando una línea de características estándares:

$$\Delta U[\%] = \sqrt{3} I L Z (100/U)$$

ΔU = Caída de tensión en extremo de línea [%]

I = Corriente de cada fase [A]

L = Longitud de la línea [km]

Z = Impedancia de la línea [/km]

U = Tensión nominal de la línea [V]

P = Potencia trifásica de la carga en el extremo de la línea en [VA]

$$P = \sqrt{3} I U \quad \Leftrightarrow \quad I = \frac{P}{\sqrt{3} U}$$

$$\Delta U[\%] = \sqrt{3} \frac{P}{\sqrt{3} U} L Z (100/U) \quad \Leftrightarrow \quad \Delta U[\%] = \frac{P}{U^2} L Z 100$$

Si consideramos una caída de tensión del 5%, la distancia máxima de distribución para no superar dicha caída será:

$$L = \frac{5U^2}{100PZ}$$

Apliquemos la ecuación anterior a dos líneas, una de 13.2 kV y otra de 33 kV con las siguientes consideraciones:

- Igual potencia a distribuir
- Igual sección de conductor
- Reactancias inductivas similares.

El cociente entre las distancias de distribución para los diferentes niveles de tensión será:

$$\frac{L_{33}}{L_{13}} = \left(\frac{33}{13.2} \right)^2 \quad \Leftrightarrow \quad L_{33} = 6.25 L_{13}$$

L₁₃ = Longitud línea de 13.2 kV

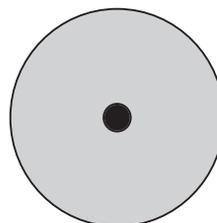
L₃₃ = Longitud línea de 33 kV

Calculemos con las condiciones dadas el área circular de cobertura para los niveles de tensión planteados:

$$S_{33} = (6.25)^2 S_{13} \quad \Leftrightarrow \quad S_{33} = 39 S_{13}$$

■ **S**₁₃ = Área de cobertura nivel 13.2 kV

■ **S**₃₃ = Área de cobertura nivel 33 kV



El gráfico, muestra la conveniencia de adoptar un mayor nivel de tensión de distribución en media tensión. Esto no significa abandonar el menor nivel, sino construir estaciones transformadoras con doble secundario (13.2 kV y 33 kV) para cubrir ambas necesidades. Es importante aclarar que la distribución en 33kV es aplicable fundamentalmente en el interior de la provincia, donde la densidad de potencia es menor y las distancias son mayores. En la zona central de Córdoba capital, donde existe una importante red subterránea de 13.2 kV con alta densidad de potencia, será necesario hacer un análisis técnico y económico sobre la alternativa de elevar el nivel de tensión de distribución. En este modelo se ha mantenido el nivel de distribución de 13.2 kV para el departamento capital.

La propuesta de utilizar 33 kV en la nueva distribución en el interior de la provincia, reduciría significativamente la cantidad de estaciones de AT a MT necesarias para cubrir el futuro crecimiento del sistema.

En el caso de necesidad en las estaciones existentes, podrían reemplazarse los transformadores e incorporar tableros de distribución de 33 kV.

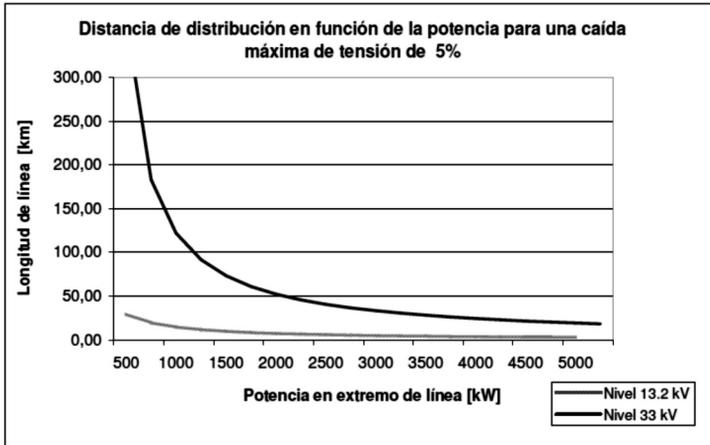
La comparativa económica realizada entre una estación transformadora de 30 MVA - 132kV/13,2 kV y otra de la misma potencia, pero con un transformador de dos secundarios (13.2 kV y 33 kV), arroja una diferencia en el costo de 9.5% mayor cuando posee dos niveles de tensión.

Con respecto a las líneas de distribución la diferencia de costos es aproximadamente de 18%.

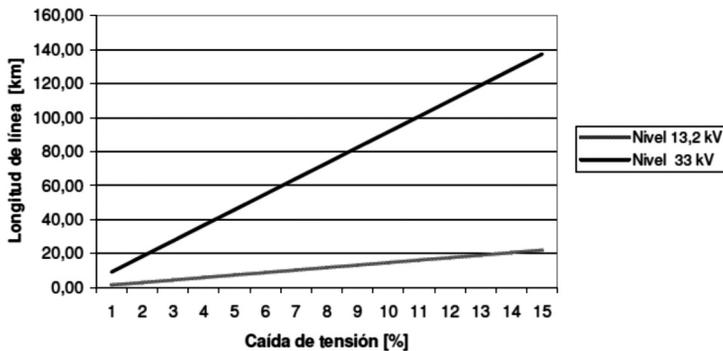
Es indudable que estas diferencias se ven ampliamente justificadas cuando se reduce el número de estaciones transformadoras a construir.

En los gráficos se puede observar los resultados obtenidos del análisis de dos líneas con diferentes niveles de tensión (13.2 kV y 33 kV), de las siguientes características:

- Potencia de la carga en extremo de línea (2000 kW)
- Vanos equivalentes
- Factor de potencia 0.85
- Terna plana
- Aislamiento rígido
- Caída de tensión 5%
- Conductor 70mm² aleación de aluminio



Distancia de distribución en función de caída de tensión para 2000 kW de potencia en extremo de línea



Otro elemento a tener en cuenta es la reducción de las pérdidas técnicas por efecto Joule en las líneas cuando se adopta un nivel de tensión mayor para realizar la distribución en media tensión.

Grafiquemos los resultados considerando como en el ejemplo anterior un conductor de aleación de aluminio de 70 mm² de sección transversal, factor de potencia de la carga 0.85 e iguales pérdidas de aislamiento en ambos niveles de tensión.

P_{p13} = Potencia de pérdidas por efecto Joule en los conductor de las tres fases nivel 13,2 kV [W/km]

P_{p33} = Potencia de pérdidas por efecto Joule en los conductor de las tres fases nivel 33 kV [W/km]

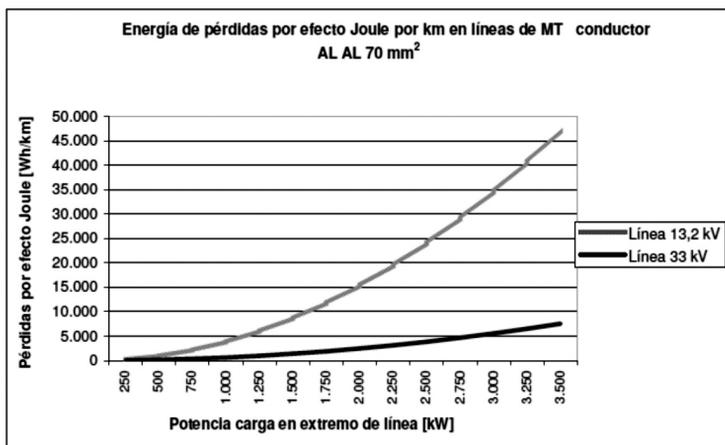
- P = Potencia trifásica de la carga en extremo de línea [W]
 U_{13} = Tensión de línea 13,2 kV
 U_{33} = Tensión de línea 33 kV
 R = Resistencia del conductor a 20°C [Ω/km]

$$P_{p13} = 3 \left(\frac{P}{\sqrt{3} U_{13} \cos \phi} \right)^2 R$$

$$P_{p13} = 7.943 P^2 R 10^{-3} [W/km] \quad P_{p33} = 1.271 P^2 R 10^{-3} [W/km]$$

$$P_{p13} = 6.25 P_{p33}$$

Esta última ecuación muestra que la potencia de pérdidas por efecto Joule en los conductores de una línea de distribución en nivel de 13.2 kV es 6.25 veces mayor que si se distribuyera en un nivel de 33 kV. Si afectamos la resistividad del material por la variación de temperatura del conductor, esta relación se mantendría aunque las pérdidas serían mayores. En el siguiente gráfico se puede apreciar la importancia que adquieren las pérdidas técnicas en las líneas de distribución, situación que ha sido considerada en la evaluación del modelo.



Participación de las energías renovables

La cobertura de la demanda con una adecuada garantía de suministro y objetivos medioambientales exige la participación equilibrada de todas las tecnologías disponibles.

La actual oferta de generación en el país y en la provincia esta basada mayoritariamente en las fuentes tradicionales, estas tienen que ser acompañadas por otras tecnologías para satisfacer el crecimiento vertiginoso de la demanda de energía.

Por esta razón es fundamental la decisión política de plantear un nuevo modelo de matriz energética, que incluya la utilización de las energías renovables. Para esto es necesario buscar políticas ingeniosas que favorezcan las inversiones en este tipo de energías, dando prioridad a los proyectos energéticos que preserven el medio ambiente y sustituyan los combustibles fósiles.

En el planteo del modelo se incorporaron diferentes tipos de generación basados en los recursos renovables que dispone la provincia. En Anexo 1 se describen ordenadamente las inversiones en infraestructura, y se detalla el ingreso de nuevas generaciones, previstas en el período de la planificación.

Se puede observar que se ha recurrido a proyectos en cartera de recursos hídricos y generación eólica en el sur de la provincia, también se consideró la generación solar, con biomasa, con biocombustibles entre otras. En la fila correspondiente a cada tipo de generación se ha detallado el período en que ha sido prevista su incorporación y la potencia correspondiente.

Es indudable que para lograr tal objetivo previamente será necesario generar un escenario con las adecuadas reglamentaciones que faciliten la incorporación de gerenciamiento de la distribución.

Conclusiones

Sólo una planificación a largo plazo, independiente de las alternancias de signo político, donde se considere parte estratégica de las políticas de estado, constituye una base sólida que permitirá desarrollar correctamente la infraestructura del sistema eléctrico para acompañar el crecimiento económico y social de la provincia.

Las decisiones que se toman hoy en materia de energía tendrán un profundo impacto en el crecimiento de la economía, en el desarrollo sostenible y en la seguridad provincial para las próximas décadas. Por esto, la energía debe ser un tema fundamental en la agenda del gobierno.

Las políticas energéticas deben encontrar un equilibrio entre la rentabilidad económica y el desarrollo social, lo que se verá reflejado en la mejora del nivel de vida de la población y en el sostenimiento medioambiental.

Nuestra provincia, considerando las tecnologías actuales de generación y recursos naturales disponibles, está destinada a tomar energía del sistema nacional, por lo que inferimos que tendrá una dependencia energética cada vez mayor.

Por esta razón es de suma importancia que se aprovechen todos los recursos de generación que se disponen como los hidráulicos, eólicos, solar y de otro tipo que le permita reducir sus requerimientos al Sistema Interconectado Nacional.

En lo referente a seguridad, es necesario que se evalúen las diferentes situaciones de emergencia energética, como así también la posibilidad que el sistema provincial trabaje en isla ante una caída del sistema interconectado de 500 kV. Para ello es fundamental que la provincia disponga de un porcentaje de generación inyectada en las redes de media y alta tensión, lo que le permitirá mantener la demanda necesaria para alimentar los servicios esenciales.

Se observa en la implementación del modelo requerimientos importantes de potencia en el interior de la provincia, distantes de las estaciones de extra alta tensión. Para abastecer estos consumos será necesario elevar el nivel de tensión de transmisión de 132 kV, a 220 kV ó 330kV, dicha situación se plantearía superando el año 2040 razón por la cuál deberá ser considerada con la suficiente anticipación.

Se debe analizar la compra anticipada de terrenos en aquellos lugares donde se proyecte el emplazamiento de futuras estaciones transformadoras, para lo cuál será necesario realizar un estudio económico del costo del capital inmovilizado comparado con el precio futuro de la tierra.

Otro tema a considerar es que la expansión del sistema trae aparejado el aumento de la potencia de corto circuito superando en muchos casos la capacidad de los equipos instalados. Esta situación obligará a realizar inversiones extras para el reemplazo de los mismos. Por lo cuál es imprescindible realizar un exhaustivo estudio del progresivo incremento de estas potencias, para poder planificar un reemplazo gradual de equipamientos.

Resumiendo, las condiciones necesarias para un correcto funcionamiento del sistema eléctrico provincial son:

Fiabilidad - Flexibilidad - Eficiencia - Ecología

Los desafíos:

- Lograr un sistema más eficiente.
- Disponer de recursos económicos para acompañar el desarrollo de la provincia.
- Aplanar la curva de demanda para un mejor aprovechamiento de los recursos.
- Fomentar la generación con energías renovables.
- Generar las condiciones técnicas y jurídicas para la implementación de generación distribuida y sistemas de gestión de la distribución.
- Reducir la emisión GEI (Gases de Efecto de Invernadero).

Fuentes utilizadas:

Bases de datos estadísticos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Base de datos de la Dirección de estadísticas y Censos de la Provincia.

Página de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).

Página del Banco Mundial.

Los Anexos 1 y 2 por sus dimensiones no forman parte de esta publicación pero se pueden ubicar en la página del CIECS-CONICET (www.ciecs-conicet.gob.ar)

IMPACTO DE LA RED INTELIGENTE Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

[IMPACT OF THE SMART GRID AND DISTRIBUTED GENERATION ON DISTRIBUTION POWER SYSTEMS]

*Juan Carlos Gómez Targarona
Miguel Piumetto
Jorge Vaschetti*

Resumen

Los cambios y las tendencias a nivel mundial de las estructuras de mercado en el sector eléctrico, plantean importantes desafíos en el diseño, control, operación y protección de las redes de distribución. En este texto se presenta un análisis detallado de la incidencia de la inserción de Generación Distribuida (GD) y la Automatización Inteligente o Redes Inteligentes en un sistema eléctrico de distribución de Media Tensión, sus ventajas, desventajas y su aporte a la Calidad de Potencia. Se analizan los factores necesarios para optimizar el ingreso de la GD, los controles y mediciones respetando sus restricciones de operación, para conocer su capacidad y variaciones de la Calidad de Potencia. Los avances en materia de sistemas de control, tecnología de información y comunicación auguran importantes cambios en las redes. La presencia de la GD y la Automatización Inteligente han sido destacadas en reconocidos estudios nacionales e internacionales como beneficiosas y por lo tanto pueden ser consideradas como soluciones eficientes y alternativas fundamentales en los sistemas eléctricos.

Palabras Clave: Generación Distribuida, Redes de Media Tensión, Calidad de Potencia, Redes Inteligentes.

Abstract

The changes and tendencies at world level of the market structures in the electric sector generate important challenges in the design, control, operation and protection of the distribution grids. In this text a detailed analysis of the incidence of the introduction of Distributed Generation (DG) and of Intelligent Automation or Smart Grids in a medium voltage electric distribution system is presented mentioning its advantages, disadvantages and its contribution to the Power Quality. The necessary factors to optimize the entrance of the DG, the controls and measurements guaranteeing their operation restrictions are analyzed in order to know their capacity and variations of the Power Quality. The advances as regards control systems, information technology and communication omen important changes in the grids. The presence of the DG and the Intelligent Automation have been highlighted in well known national and international studies as beneficial and therefore they can be considered as fundamental, efficient and alternative solutions for the electric systems.

Keywords: Distributed Generation, Medium Voltage Networks, Power Quality, Smart Grid.

Introducción

En la actualidad la proliferación de cargas no lineales y más sensibles a la calidad de servicio ha llevado a la Calidad de la Potencia Eléctrica a ser una de las áreas con importantes estudios e inversiones, motorizando cambios en las redes. Los principales cambios en la última década en las redes son la inclusión de la Generación Distribuida (GD) en los diferentes niveles de tensión y la transformación gradual en Red Inteligente. El problema de la falta de energía, su costo y los cortes han incentivado e incrementado la instalación de equipos de generación por parte de los usuarios para satisfacer sus necesidades, contraponiéndose con los intereses de las empresas distribuidoras, que ven afectadas su operación y control.

La GD se define como el uso integrado de pequeñas unidades de generación directamente conectadas al sistema de distribución. El potencial de masificación de la GD, que es una realidad en buena cantidad de países del mundo, se sustenta en factores positivos como: flexibilidad; reducción de la capacidad de carga de reserva; mejora la calidad del suministro eléctrico; evita o atrasa inversiones en líneas

y transformadores de distribución; disminución de pérdidas óhmicas; mejora en la regulación de tensión y protección al medio ambiente. Pero aparecen factores negativos, ya que afecta de varias maneras a la calidad de potencia, como por ejemplo: generando armónicas, complicando la operación de los reguladores de voltaje, aumentando el riesgo de ferresonancia y modificando la operación de las protecciones contra sobrecorriente. La GD puede ser usada de forma aislada, suministrando la demanda local del consumidor o integrada en la red con el resto del sistema de energía eléctrica. Las tecnologías de la GD pueden operar con recursos de energía renovable, combustibles fósiles o con la combustión de residuos. El equipamiento oscila en tamaños desde menos de un kW hasta decenas de MW. Al estar conectada a una red de distribución o sistema de transmisión, la potencia puede venderse a la empresa de servicio público o a terceros.

Las redes de distribución no son usualmente diseñadas para la conexión de GD, siendo del tipo radial, cuyo flujo de potencia es unidireccional; sin embargo, al integrar la GD el flujo puede fluir de manera bidireccional, cambiando el comportamiento de la red. Por estas razones, los sistemas eléctricos tradicionales de distribución están cambiando sus características en estructura, criterios de operación y metodología de protección. La consecuencia directa de la presencia de los generadores dispersos es que ahora la energía eléctrica no proviene de una sola fuente como ocurría tradicionalmente en los sistemas de distribución, sino que proviene de más de una, cuyo número final depende de varios factores; o sea, normalmente fuera del control de la empresa eléctrica. Esto es también válido para el caso de perturbaciones, ya que cada una de las fuentes suministra inicialmente corriente de carga y de falla, permaneciendo conectados o desconectados en distintos momentos durante la perturbación.

Definición de la Generación Distribuida

La GD es definida como el uso integrado de unidades pequeñas de generación directamente conectadas al sistema de distribución o bien al interior de las instalaciones del usuario; es, por lo tanto, la utilización, de forma integrada o individual, de pequeños generadores por parte de compañías eléctricas, clientes eléctricos o terceros, en aplicaciones que benefician al sistema eléctrico, a usuarios eléctricos específicos o a ambos. Frecuentemente es utilizada como sinónimo de otros términos como: autogeneración, generación *on-site*, cogeneración y generación “dentro del recinto”. La definición¹ incluye el al-

macenamiento y la tecnología para la autogestión de la demanda interna. El potencial de la GD se sustenta en varios factores como: aumento en la calidad del suministro eléctrico, confiabilidad, evitar o atrasar inversiones, disminución de pérdidas óhmicas y protección al medio ambiente. El sistema tradicional de red eléctrica radial que apreciamos en la Figura 1, está actualmente transformándose y cambiando como se grafica en la Figura 2:

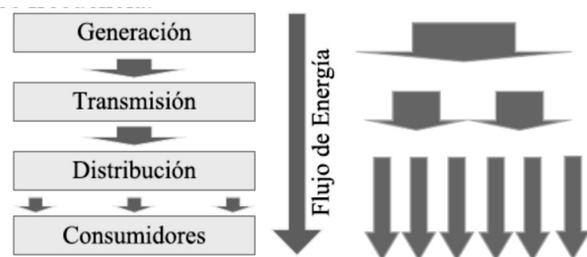


Figura 1: Esquema tradicional del Sistema Eléctrico

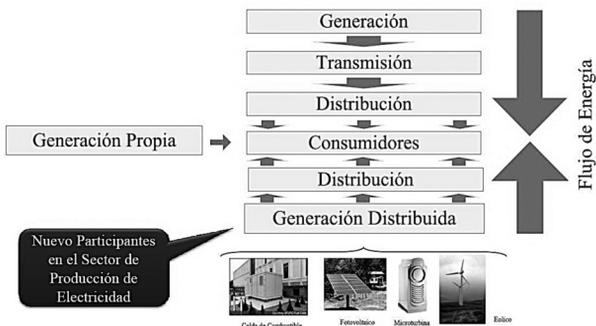


Figura 2: Nuevo esquema de la red eléctrica con Generación Distribuida

El auge de la GD es fomentado por el interés en las fuentes de energía renovables cuya finalidad es reducir la dependencia a los combustibles fósiles, proteger el medio ambiente y reducir las emisiones contaminantes. De las tecnologías asociadas a la GD, las que podrían integrarse en una estructura de mercado son:

Motores a base de combustibles fósiles: corresponden a la tecnología comúnmente usada para la GD, con costo de capital bajo, rango de operación alto, capacidad de arranque rápido,

eficiencia de conversión eléctrica relativamente alta, y una alta confiabilidad en su funcionamiento. El equipo de generación típico tiene potencia baja, del orden de 1 MW.

Turbinas de gas: las más pequeñas son del orden de 1 a 20 MW. El costo de mantenimiento es ligeramente inferior al de motores de combustión. Las eficiencias máximas alcanzadas están en torno al 35%. Las emisiones son algo inferiores a las de los motores.

Microturbina a gas: una de las características técnicas más notables de las microturbinas es su alta velocidad giratoria. Las unidades individuales se extienden de 30 a 200 KW pero pueden estar combinadas fácilmente. Las temperaturas de combustión pueden asegurar niveles de emisiones NOx muy bajos. El nivel de ruido es comparablemente menor al de un motor a combustión.

Microturbina hidráulica: las micro centrales hidráulicas son centrales de bajas potencias, menores a 1 MW. Sus beneficios son la baja contaminación ambiental, mantención mínima y su rendimiento es mayor a las demás tecnologías de GD.

Celda de combustible: las celdas de combustible se pueden considerar como motores compactos, utilizan hidrógeno y oxígeno para generar electricidad, poseen una eficiencia de conversión muy alta comparadas con tecnologías convencionales (35-65%). Su eficiencia limita las emisiones de CO₂.

Celda fotovoltaica: la tecnología de las celdas fotovoltaicas (PV) para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas. La potencia de un solo módulo varía entre 50 y 100 W y su eficiencia es de hasta un 15%. Los sistemas fotovoltaicos poseen un costo de inversión alto y de operación muy bajo.

Generadores eólicos: es la generación con crecimiento más rápido como una parte de suministro mundial de electricidad. El potencial del viento es algunas veces considerado como GD, debido al tamaño y localización de algunos parques eólicos adecuados para la conexión con las tensiones de distribución.

Aspectos como el tamaño de la GD, su ubicación, si entregará potencia activa o reactiva, tipo de tecnología, control del voltaje y el tipo de acoplamiento son importantes para el estudio de impacto en

la red. La clasificación de su potencia y su punto de acoplamiento se resume en la Figura 3:

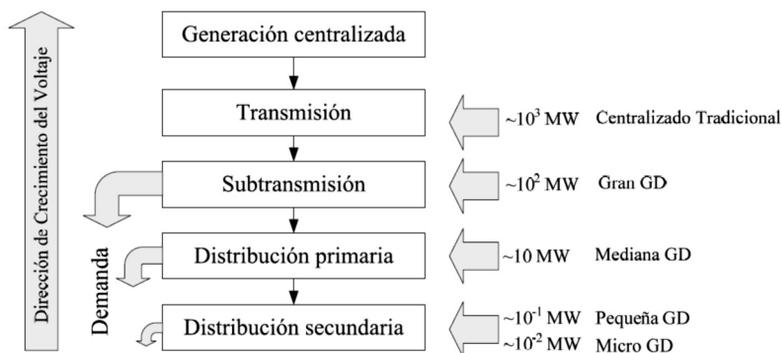


Figura 3: Tamaño de la GD y su conexión al Sistema Eléctrico de Potencia

Las tecnologías asociadas a las potencias típicas actualmente están detalladas en la Tabla 1:

Tecnología	Tamaño típico disponible
Combustibles Fósiles	
<i>Turbina a Gas de Ciclo Combinado</i>	35–400 MW
<i>Motores de Combustión Interna</i>	5kW–10 MW
<i>Turbinas de Combustión</i>	1–250 MW
<i>Micro-Turbinas</i>	35kW–1 MW
Renovables	
<i>Pequeñas Hidro</i>	1–100 MW
<i>MicroHidro</i>	25kW– 1MW
<i>Turbinas Eólicas</i>	200W –3 MW
<i>Fotovoltaicos</i>	20 W –100kW
<i>Solar térmica</i>	1 MW–80MW
<i>Biomasa</i>	100kW–20 MW
<i>Celda de Combustible</i>	200kW–5MW
<i>Geotérmico</i>	5–100 MW
<i>Energía del Océano</i>	100kW–1 MW
<i>Motor Stirling</i>	2–10 kW

Tabla 1: Tipo de Tecnología de la GD y potencias disponibles

Un estudio (Arcurio; Gómez Targarona; Vaschetti, 2012) de la Universidad Nacional de Río Cuarto y la UTN Regional Córdoba mues-

tra la importancia de la conexión de un parque eólico al Sistema Eléctrico de Potencia de transporte de la EPEC en el sur de Córdoba por la inyección de potencia activa y reactiva cuyo esquema se observa en la Figura 4:

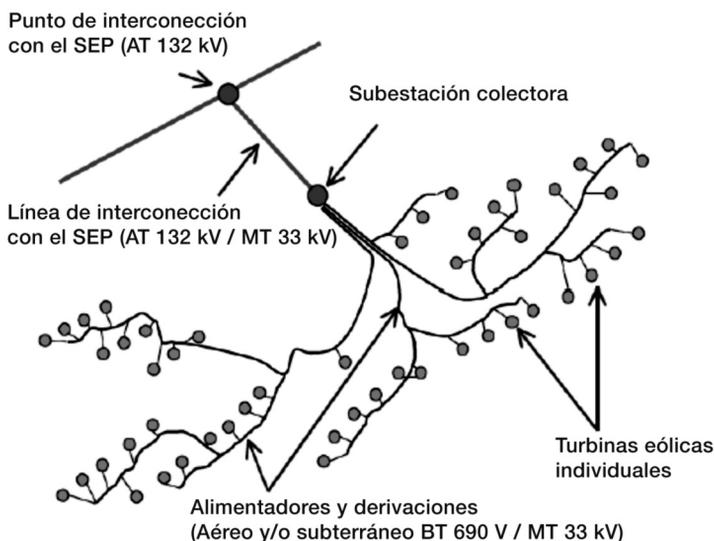


Figura 4: Topología de una Granja Eólica conectada al SEP

Ventajas y desventajas de la GD

La GD tiene algunas ventajas económicas comparadas con la potencia desde la red, particularmente por producción de potencia en el sitio. La posibilidad de la generación y el uso tanto de calor como potencia generada en una central puede generar oportunidades económicas adicionales. Los precios relativos de la electricidad de ventas por menor y los costos del combustible son decisivos para la competitividad de algunas de las opciones de la GD. Esta razón varía mucho de país a país. En Japón, por ejemplo, donde los precios de la electricidad y del gas natural son altos, la GD es atractiva solamente para la generación a partir de petróleo. Muchas tecnologías de GD pueden ser muy flexibles en su operación. Una central de GD puede operar durante períodos de precios de electricidad altos (períodos máximos) y luego ser desconectado durante períodos de precios bajos.

La facilidad de la instalación de la GD también permite la fácil expansión de la capacidad del sistema para tomar la ventaja de los

precios altos esperados. Otra ventaja de la GD es ser portátil. Además de la flexibilidad tecnológica, la GD puede sumar valor para algunos sistemas de potencia retrasando la necesidad de actualizaciones (mejoras) en transmisiones congestionadas o en redes de distribución, reduciendo las pérdidas de distribución y promoviendo soporte o servicios auxiliares para la red de distribución local.

La GD proporciona muchas ventajas como:

- a) Puede ser más económica que el funcionamiento de una línea de potencia para sitios remotos.
- b) Puede proveer potencia de reserva durante los cortes del sistema eléctrico.
- c) Uso en cogeneración (producción de calor y electricidad).
- d) Puede proveer mayor calidad de potencia.
- e) Los costos de transmisión son reducidos porque los generadores están más cercanos a la carga.
- f) Algunos tipos de GD, como aquellas que funcionan con recursos renovables, pueden reducir las emisiones comparadas con los grandes generadores convencionales.
- g) La GD reduce la exposición de la infraestructura de energía eléctrica a la amenaza del terrorismo.
- h) Puede compensar o aplazar las necesidades de la construcción de más centrales de energía base o la creciente infraestructura de transmisión y distribución, también puede reducir la congestión en la red, permitiendo tarifas más bajas de electricidad para todos los clientes del servicio público.
- i) La GD puede proveer una muy alta fiabilidad y calidad de potencia que varias empresas necesitan, particularmente cuando se han combinado con almacenaje de energía y tecnologías de calidad de potencia.
- j) Podría permitir a los clientes vender la potencia de exceso para el mercado de potencia, y así incrementar el número de proveedores que venden energía, aumentar la competencia y aliviar el mercado de potencia.
- k) La GD expande el uso de recursos renovables, tales como cogeneración de biomasa en la industria, sistemas de techado fotovoltaico solar en hogares, y aerogeneradores a fin de mejorar la conservación de recursos de energía.
- l) Permite el aprovechamiento de residuos industriales, reduciendo los costos de su procesado y/o eliminación.

En la Tabla 2 observamos un resumen de las distintas aplicaciones y usos de la GD:

Aplicación	Descripción
Carga Base	La tecnología de la GD se utiliza para cubrir parte de la demanda base- El equipo está funcionando permanentemente y reduce el consumo de la red
Cobertura de picos de demanda	La GD se usa para alisar picos de demanda eléctrica
Cogeneración	Se produce calor/frío además de producir electricidad
Backup	Aplicación de stand-by que asegura el suministro de electricidad de forma ininterrumpida. Funciona únicamente cuando se produce un corte de suministro
Calidad de Suministro	Si la calida del suministro está por debajo de las necesidades del cliente, la GD proporciona la calidad requerida
Soporte de la Distribución	Las distribuidoras o grandes clientes utilizan la GD para evitar resolver congestiones en la red de distribución

Tabla 2: Aplicaciones principales de la GD

Sin embargo, la GD tiene sus limitaciones. Los generadores pequeños usados en la GD cuestan más por kilowatt para construir que las grandes máquinas de generación central. Finalmente, las centrales pequeñas usadas en GD operan usualmente en bajas eficiencias de conversión del combustible que aquellos grandes equipos de igual tipo usados en la generación central. En general, los costos de operación son muy bajos, pero los costos de capital altos impiden a éstos ser competitivos con la energía eléctrica de la red. Otras barreras para la GD son: el proceso de interconexión con los sistemas de distribución y transmisión, el control de las empresas distribuidoras, los requerimientos regulatorios no uniformes, falta de experiencia con la GD, despachabilidad y estructuras tarifarias.

La GD y la calidad de potencia

Los aspectos fundamentales para la inclusión de la GD son:

- a) La conexión a la red.
- b) La Calidad de Potencia.
- c) Los nuevos criterios de protecciones.

La interconexión de la GD en los sistemas eléctricos (Gómez Targarona et al., 2009), Figura 5, ocasiona problemas cuya importancia depende del nivel de penetración alcanzado. Entre los problemas,

tanto en la operación en régimen permanente como transitorio, pueden citarse: mal funcionamiento del esquema de protecciones, posible operación en isla, anulación de las ventajas del uso de reconectores, generación de sobretensiones permanentes, excitación de ferresonancia e impacto en Calidad de Potencia. La manera de generar un ordenamiento en esta problemática es mediante la redacción de normas de interconexión, que en algunos países se encuentra muy adelantada y en otros como Argentina recién se está comenzando. Una de las normas más completas es la IEEE 1547, que demandó varios años de discusión, hasta alcanzar en el año 2005 su estado actual de *Standard*. Tal *Standard* consta hasta el momento de tres partes, una general y otras dos: 1 y 3. La norma general indica las especificaciones técnicas y los requerimientos para poder realizar la interconexión. En ella se detallan los apartamientos de tensión y frecuencia, dando las duraciones permitidas para tales apartamientos; similarmente se especifican los límites de Calidad de Potencia, para perturbaciones tales como inyección de corriente continua, armónicas y flicker. También se detallan las tolerancias en frecuencia, tensión y fase para las operaciones de sincronización. Finalmente presenta la nómina de ensayos de recepción del equipamiento de generación. La norma IEEE 1547-1 detalla el procedimiento a seguir en los ensayos listados en la norma IEEE 1547, tendientes a verificar la interconexión de la generación distribuida al sistema de potencia.

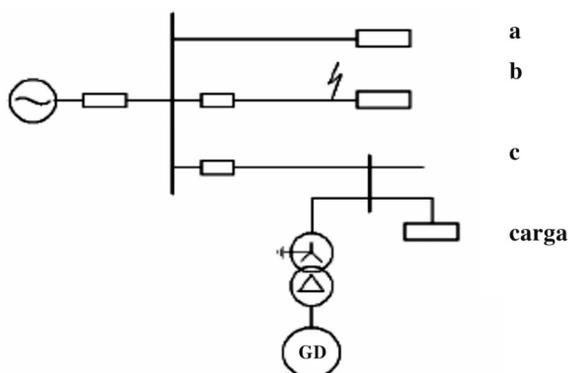


Figura 5: Interconexión de la GD mediante transformador

En cuanto a la parte 3, IEEE 1547-3, se refiere a los protocolos para el intercambio de información y el control de la operación, o enlace entre la generación distribuida y el sistema de potencia. La inter-

conexión de un GD con la red de potencia en forma directa es desaconsejable y riesgosa, principalmente en caso de conectarse a líneas aéreas, requiriendo de un transformador, ya que los generadores poseen nivel de aislamiento incompatible con el correspondiente del sistema de potencia. El uso de un transformador de interconexión es para: adecuar los niveles de tensión, evitar la inyección de corriente continua al sistema, bloquear las armónicas triples, controlar las corrientes de cortocircuito, facilitar la detección de sobrecorrientes desde el sistema y evitar las sobretensiones por resonancia. No existen especificaciones rígidas al respecto, por la variedad de sistemas en uso en el mundo; no obstante, se dispone de recomendaciones de las empresas eléctricas, y hasta el año 1996 existía la Norma ANSI-hace/IEEE 1001-1988 que presentaba los tipos de conexión, analizando sus ventajas y desventajas.

El fenómeno de sobretensión por ferresonancia, sin desbalance, se produce al emplear GD, ya sea con generador sincrónico o asincrónico, para cualquier tipo de conexión del transformador de interconexión. Las condiciones necesarias para que aparezca son: GD funcionando en isla, potencia de la carga menor a tres veces la del generador, capacidad del sistema entre el 25% y 500% de la potencia del generador, y debe existir un transformador saturado. La solución consiste en desconectar la GD; inmediatamente falta la alimentación del sistema, lo que sólo se logra al emplear relé detector de valores de pico de tensión. El tipo de conexión más adecuado del transformador de interfase "GD - sistema de potencia" es triángulo del lado del generador y estrella puesta a tierra semi-rígida del lado del sistema, en la cual las ventajas superan ampliamente a las desventajas.

De acuerdo a las definiciones de las normativas IEEE o IEC los tipos de problemas de Calidad de Potencia son: a) Interrupciones y Huecos de tensión; b) Armónicos, Inter y Subarmónicos; c) Flicker y Muecas; d) Sobretensiones transitorias; e) Sobretensiones permanentes; f) Subtensiones y g) Desbalances.

Los usuarios que poseen generación distribuida tienen la posibilidad de mejorar el comportamiento de sus equipos sensibles frente a la existencia de huecos de tensión cuyo origen se encuentra fuera de sus instalaciones. Su interés radica en volcar la energía de su generación hacia sus equipos sensibles, llegando incluso a beneficiarse en el caso extremo del hueco de tensión, que es la interrupción de corta duración, comúnmente denominada micro-corte. Para aprovechar tal posibilidad, el usuario debe contar con un esquema de

emergencias, disponiendo incluso con desconexión de cargas no esenciales (*shedding*). Por otra parte, para eventos de profundidad importante, próxima a interrupción, la empresa eléctrica requiere que la generación distribuida sea desconectada inmediatamente para evitar la formación de las peligrosas “islas”. Queda por determinar el punto de equilibrio entre estos dos requerimientos. Estudios locales (Gómez Targarona; Amatti, 2006) concluyen que es posible lograr una considerable mejora en el aprovechamiento de la generación distribuida, tanto por parte del usuario-dueño del equipo como por la empresa eléctrica, desde el punto de vista de la Calidad de Potencia y específicamente considerando los huecos de tensión. Si bien es cierto que los dispositivos interruptores con reconexión no fueron pensados para ser empleados en sistemas con generación distribuida, los estudios experimentales en forma preliminar muestran que pueden funcionar en conjunto siempre y cuando la relación potencia sistema/potencia generador distribuido sea del orden de 10 a 20 y se controle el aporte de corriente del generador a no más de 10 A. El retardo excesivo de las protecciones contra sobrecorrientes a fin de reducir las penalizaciones (mejora la calidad de servicio técnico) perjudica seriamente a los equipos sensibles frente a huecos de tensión de duración extendida (empeora la calidad de producto técnico). La aplicación de la conexión semi-rígida entre el sistema y la GD resulta una herramienta idónea para respaldar los equipos sensibles del usuario frente a los huecos de tensión, actuando también como limitadora de las solicitaciones eléctricas y mecánicas de los transitorios de reconexión o de salida de funcionamiento en isla.

Con los resultados obtenidos del estudio (Piumetto; Gómez Targarona, 2012) de un sector de la red de EPEC en el distribuidor de Pilar-Río Segundo de la provincia de Córdoba, se concluye que debe considerarse a la GD como mitigadora de los Huecos de tensión de manera básica y natural en un sistema de distribución. Es entonces favorable el uso de equipos generadores distribuidos a lo largo de los alimentadores o en puntos singulares por parte de la empresa distribuidora o del usuario, siendo un aspecto muy positivo y relevante para el usuario y sus equipos sensibles, ya que mejora varios de los indicadores de la Calidad de Potencia en situación de fallas asimétricas. De las variables estudiadas son más relevantes el nivel de inserción de la GD (Índice de penetración) y la variación del nivel de carga del sistema que el índice de dispersión, mientras que un punto robusto del sistema (mayor Potencia de CC) con mayor inserción de GD

tiene mejor comportamiento y se mejoran los indicadores de la Calidad de Potencia frente a los Huecos de tensión que uno con menor Potencia de CC y GD dispersa.

El desbalance es otro aspecto que se mejora bastante del estudio (Piumetto; Gómez Targarona; Vaschetti, 2012), también efectuado sobre el distribuidor Pilar-Río Segundo de EPEC. Se concluye que la GD es un buen mitigador de los factores del desbalance de tensión de manera básica y natural en un sistema de distribución. De las variables estudiadas, son más relevantes el nivel de inserción de la GD y la variación del nivel de carga del sistema que el índice de dispersión. Y de igual manera que el estudio anterior, un punto del robusto sistema y con mayor inserción de GD tiene mejor comportamiento y se mejoran todos los indicadores analizados del desbalance que uno con menor Potencia de CC y con menor nivel de GD o de manera dispersa. Por lo tanto se puede indicar que:

- a) El desbalance es un problema de eficiencia energética en los sistemas eléctricos de potencia que produce demandas y pérdidas de energía adicionales generalmente desatendidos por las compañías; su disminución mejora la eficiencia energética en el sistema y se aprovecha su capacidad de transporte y distribución.
- b) La inserción de GD (potencia simétrica) atenúa el desbalance de tensión, lo que se traduce en mejora de la Calidad de Potencia.
- c) Se reduce la propagación del desbalance a niveles superiores de tensión, disminuyendo el Coeficiente de Transferencia.

Otro estudio local sobre las redes de EPEC en régimen estacionario (Piumetto; Gómez Targarona, 2010) muestra beneficios tanto para el usuario como para la empresa distribuidora, en cuanto a Calidad de Potencia, confiabilidad, seguridad y continuidad de suministro eléctrico. Los perfiles de tensión mejoran y se equiparan; en cuanto a las pérdidas activas, siempre se obtiene un ahorro; se mejora el aprovechamiento de las capacidades de las líneas y se alcanza un suministro continuo. Ante fallas, los valores de las I_{cc} no alcanzan picos importantes: están dentro de las especificaciones de los equipos, las sobretensiones se encuentran dentro de los límites fijados por las normas, las relaciones de las impedancias muestran valores característi-

de tensión, o sea inmunidad del equipo no-fallado frente a subtensión. Los cambios consisten en llevar a cabo el estudio de coordinación a través de la evaluación de la energía específica en corriente del dispositivo protector en función del tiempo, conjuntamente con el déficit en la energía específica en tensión del equipo sensible, también en función del tiempo. La presencia de generación distribuida hace que las velocidades de variación de ambas energías se modifiquen si abre el interruptor de esta generación distribuida.

La automatización, redes inteligentes y GD

Pueden encontrarse distintas definiciones de “Red Inteligente” dependiendo del alcance y las tecnologías que se quieran abarcar; pero como concepto puede decirse que es la “aplicación de nuevas tecnologías de comunicación e información digital para gestionar en forma eficiente y lo más económicamente posible los recursos de Generación, Transmisión, Distribución y las instalaciones del Cliente”.

Para responder a la creciente demanda futura y con los estándares de calidad, los dispositivos de automatización tendrán que contar con una refinada capacidad de comunicación de datos y de interconexión. Además el sistema deberá centrarse a nivel de ramas del sistema eléctrico con una automatización e inteligencia suficiente para acomodar los perfiles de generación, que cambian con la meteorología y la hora, cuyo resultado será una distribución continuamente variable en cuanto a flujo y dirección de la energía, en contraste con el transporte clásico unidireccional y relativamente estable de la red de distribución actual. Una enumeración abarcativa de los atributos más importantes de una red inteligente dada por la *Energy Independence and Security Act* (ESIA07)² es:

- 1) El uso de la información digital y de controles en distintos puntos de la red.
- 2) Optimización dinámica de las operaciones de la red.
- 3) El desarrollo y la integración de recursos de energía distribuida, fuentes renovables y de recursos almacenados.
- 4) Desarrollo y uso de la respuesta de la demanda.
- 5) Despliegue de tecnologías “inteligentes” para la medición, comunicaciones y automatización.

2 IEEE IRI 2011, agosto 3-5 2011, Las Vegas Nevada, USA, 978-1-4577-0966-1.

- 6) Integración de dispositivos “inteligentes” y de los dispositivos de consumo.
- 7) El uso de las tecnologías de achatado del pico de consumo, incluyendo avanzadas tecnologías de almacenamiento.
- 8) Ofrecer a los consumidores la información oportuna sobre los precios para el control del consumo de energía.
- 9) Desarrollo de normas para la comunicación y la interconexión de dispositivos “inteligentes”.
- 10) Identificar y reducir las barreras potenciales para la adopción de la red “inteligente”.

Como beneficios que se obtienen al desarrollar las redes inteligentes, pueden citarse: a) Eficiencia para el Sistema – Mejoramiento del perfil de demanda aprovechando la infraestructura disponible. b) Economía de Generación – Optimización de las distintas opciones de generación a partir de fuentes renovables y no renovables. c) Medio Ambiente – Logro de una significativa reducción en las emisiones contaminantes. d) Eficiencia para el Cliente – Posibilitar al cliente controlar y gestionar, en tiempo real su consumo eléctrico. e) Confiabilidad de Servicio – Detectar sobrecargas o averías en el sistema y reconfigurar el flujo de energía para prevenir o minimizar un potencial corte. f) Oportunidades económicas – Crear nuevas oportunidades de servicios agregados e innovación tecnológica. g) Recursos de “*plug and play*” – Integración de sistemas de control, electrónica de potencia y distribución.

Perspectivas futuras y desafíos

En el futuro, un área clave será el desarrollo de los aspectos técnicos de la interconexión de la GD con los sistemas eléctricos de potencia. Las energías renovables contribuirán para satisfacer los objetivos del Protocolo de Kyoto y aportar la seguridad de generación con respecto a recursos de energía limitados. Se debería permitir a las fuentes de GD ser conectadas con los Sistemas Eléctricos de Potencia en modo que provean valor al usuario final sin comprometer la fiabilidad y la *performance* del sistema. Una directriz de la planificación de la GD es liberar el mercado eléctrico para que el precio de venta al público promueva el desarrollo de la GD en localizaciones donde ésta pueda reducir la congestión de la red y operar en tiempo cuando los precios del sistema sean altos. Con respecto al medioambiente, la GD abarca un extenso abanico de tecnologías con un amplio rango de po-

tencias. Las medidas deberían ser diseñadas de tal modo que los generadores distribuidos promuevan la reducción de sus emisiones. Con respecto a la regulación, la interconexión con la GD cliente-propietario debería estar claramente en línea con un motivo de beneficio al servicio eléctrico. El permiso para la conexión a la red debería ser restringido solamente por seguridad y protección de la red.

Los desafíos planteados para un futuro cercano son:

- 1) Adoptar normas técnicas uniformes para conectar la GD a la red.
- 2) Adoptar los procedimientos de testeo y certificación para el equipamiento de interconexión.
- 3) Acelerar el desarrollo y la homologación de tecnologías de control y comunicaciones en los sistemas eléctricos.
- 4) Establecer términos de negocios estándar para los acuerdos de interconexión.
- 5) Desarrollar herramientas para los servicios, para evaluar el valor y el impacto de la potencia distribuida en algunos puntos en la red.
- 6) Desarrollar nuevos principios regulatorios compatibles con las alternativas de potencia distribuida en mercados competitivos y de servicios públicos.
- 7) Adoptar tarifas regulatorias e incentivos del servicio público, para adecuarse al nuevo modelo de potencia distribuida.
- 8) Desarrollar un marco político que recompense eficiencia y beneficios medioambientales en las tecnologías de GD, en el mismo sentido que se hace para los generadores de gran escala convencional.
- 9) Incluir estrategias decisivas para educar al consumidor.

Conclusion

La GD es fundamentalmente distinta del modelo de generador central tradicional para la generación de potencia y despacho, ya que ésta puede despachar energía cercana a las cargas dentro de la red de distribución de potencia. Pero la GD representa un beneficio para todos los protagonistas en el sector eléctrico, aunque las empresas distribuidoras puedan hoy ver a los consumidores con GD como un problema, porque ellos tienen patrones de consumo diferentes que los clientes típicos.

Las experiencias en GD están demostrando que están cambiando el modo de despacho de potencia, la calidad del servicio, el consumo de combustibles fósiles, las emisiones contaminantes, etc. Por estas razones, la política de GD y de Redes Inteligentes necesita impulsar las aplicaciones que benefician al público en general. Inherente a esto, es necesario analizar los costos y los beneficios de la GD, de la automatización y la influencia de la política pública en la adopción y operación de la GD. La GD debería, ella misma, convertirse en una fuerza dominante en la provisión de energía, esto es, su capacidad para ser usada en numerosos lugares e integrarse en la red para dar sus mejores valores. La confianza y el interés público en las tecnologías de GD dependerán en la disponibilidad y el soporte tecnológico fiable. Sin embargo, aún es necesario un mejor desarrollo de estas tecnologías, para reducir costos y mejorar el desempeño orientado a una mayor protección ambiental.

En resumen, los resultados obtenidos en el mundo permiten establecer que existen beneficios económicos y técnicos de la introducción masiva de GD y de la Automatización Inteligente, con lo que se abre la posibilidad de la existencia de un mercado de oferta de potencia eléctrica y de sus beneficios que Argentina no debería omitir, y que las leyes y normativas deberían fomentar.

Bibliografía

- CERDÁ, J. L., PALMA, R., COFRÉ, A. (2007), "Integración de Generación Distribuida en un modelo OPF". Universidad Católica de Chile. Fondecyt N° 1020801.
- GÓMEZ TARGARONA, J. C. (2005), *Calidad de Potencia: para usuarios y empresas eléctricas*. Buenos Aires: Editorial Edigar S.A.
- ; AMATTI, J. C. (2006), "Interacción Generación Distribuida - Calidad de Potencia, específicamente referida a Huecos de Tensión". JRCEE 2006, Montevideo, Uruguay.
- ; TOURN, D. (2007), "Nuevos Criterios de Coordinación de Protecciones empleando energía Específica y su relación con la Calidad de Potencia en sistemas con Generación Distribuida". Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, Argentina, código PICTO 23580.
- ; VASCHETTI, J.; COYOS, C.V.; IBARLUCEA C. (2009), "Generación Distribuida: Tipo de Conexión del Transformador de Interconexión", CIGRE 2009, Puerto de Iguazú, Argentina.

- GONZÁLEZ LONGATT, F., CHACÓN, F., GUILLÉN, F., HERNÁNDEZ, A. (2006), "Impacto de la Generación distribuida en las pérdidas y la regulación de un Sistema de Distribución", Venezuela: JIFI.
- HERMAN, D. (2001), "Integrating Distributed Resource into Electric Utility Distribution Systems", EPRI White paper 1004061, California, USA.
- LOI LEI LAI; TZE FUN CHAN (2007), *Distributed Generation Induction and Permanent Magnet Generator* (ed). Inglaterra: John Wiley & Sons, Ltd.
- PIUMETTO, M., GÓMEZ TARGARONA, J. C. (2010), "Integración de la Generación Distribuida en una empresa Distribuidora en el nivel de MT: su impacto, regulación y respuesta de la red". CIDEL 2010, Septiembre, Buenos Aires, Argentina.
- (2012), "Caracterización de Huecos de Tensión y su Impacto en Cargas Sensibles en un Sistema de M.T. con Generación Distribuida durante Falla Monofásica". Argencon 2012 IEEE ARGENTINA, junio, Córdoba, Argentina.
- ; VASCHETTI, J. (2012), "Análisis de la Reducción de los Factores de Desbalances en un Sistema de distribución de MT por la Inserción de la GD". CLADE 2012, septiembre, Rosario, Argentina.
- VARIZI, M., VADHVA, S., ONEAL, T. (2011), "Distributed Generation Issues, and Standards". IEEE IRI 2011, Las Vegas, USA.
- VASCHETTI, J., GÓMEZ TARGARONA, J. C., ARCURIO J., (2012), "Simulation of a Wind-Power Plant Linked to a Transmission Grid -Part I y II - Modeling the Basic Wind Farm". Argencon 2012 IEEE ARGENTINA, junio, Córdoba, Argentina. Papers 113 y 114.

URBANIZACIÓN, MOVILIDAD Y DEMANDA ENERGÉTICA

[URBANIZATION, MOBILITY, AND ENERGY DEMAND]

Guillermo M. IRÓS

Enrique A. MOISO

Augusto O. BRAVO

César S. ALONSO

Resumen

El trabajo establece inicialmente las interacciones entre las modalidades de urbanización y la movilidad de personas, con diferentes consecuencias como el aumento en las demandas de energía.

El enfoque conceptual, está referenciado al caso de Córdoba (Argentina) y en concordancia con la realidad actual, la escala de análisis abarca la región metropolitana.

En ese contexto físico se analizan las situaciones generadas por las expansiones de la urbanización en conurbaciones de baja densidad, acompañadas por crecimientos acelerados en la población de los pueblos y ciudades de la región. Estas situaciones tienen secuelas negativas en el tránsito, los accidentes, la polución y el consumo energético entre otras.

Desde este enfoque, se proponen acciones sobre las variables prioritarias para un proceso de planificación en la escala regional como son los usos del suelo y la movilidad. En el primer caso se ensaya un modelo que promueve una mayor densificación evitando una innecesaria expansión suburbana, aunque manteniendo un constante ensamble con áreas verdes. En la variable de movilidad se plantea una alternativa superadora para el sistema vial metropolitano y un plan de transporte público guiado que utiliza en la medida de lo posible, los espacios ferroviarios disponibles.

Palabras clave: Planificación Regional. Usos del Suelo. Movilidad. Transporte. Energía.

Abstract

This work establishes a relationship between the changes in urbanization and the mobility of people with different consequences such as an increase in energy demand.

The concept focuses in the case of Cordoba (Argentina) and, according to the current situation, the scope of this analysis includes the metropolitan region.

In this physical context, the situations resulting from urban sprawl in low-density conurbations, and accelerated growth in the region's towns and cities are analyzed. These situations have a negative impact on traffic, accidents, pollution and energy consumption among others.

From this viewpoint, actions are proposed regarding the main variables, such as land use and mobility, for a planning process that focuses on the region. In the first case, we propose a model that will promote higher density in order to avoid unnecessary suburban sprawl and still keep a constant combination with green areas. Regarding mobility, the proposal includes an improved alternative for the metropolitan road system, and a plan for guided public transport that will use as much as possible of the existing railway space.

Keywords: Regional Planning. Land Uses. Mobility. Transportation. Energy.

Introducción

El título enunciado establece un concepto central para el desarrollo de este trabajo. En efecto, la consideración analítica sobre cuestiones de movilidad o desplazamientos de personas (aspecto al que se acota el término), no puede ser escindido del contexto socio-cultural y los modelos de urbanización considerados. A su vez estas situaciones definen la demanda de energía para la prestación de los diferentes servicios que utilizan redes de infraestructura extendidas en los ámbitos urbanos y territoriales.

El trabajo se organiza en dos partes; en la primera se desarrolla una aproximación conceptual a la interacciones que se mencionan en el párrafo anterior. En la segunda, se plantean algunas de las propuestas del IPLAM (Instituto de Planificación del Área Metro-

politana), organismo del que forman parte los autores de la presente publicación.

Primera Parte

Escala y conformación urbana - Modos de transporte

El tamaño de una ciudad constituye un indicador que define fuertemente los modos de traslado. En una pequeña población aislada, por caso, los desplazamientos cotidianos a pie o bicicleta asumen una proporción significativa. Sumando a esta variable del tamaño, otros datos como las características espaciales, la conformación y la densidad de urbanización también tienen una influencia decisiva. La ciudad densa y compacta permite la complementación de la movilidad peatonal con las redes de transporte público, a diferencia de los modos de transporte adoptados en las grandes extensiones suburbanas metropolitanas en donde el uso del automóvil tiene una significación prioritaria, más aún como sucede en muchas conurbaciones de ciudades latinoamericanas que no cuentan con sistemas de transporte público masivo eficientes en esas escalas territoriales.

La relación planteada entre Escala y conformación urbana - Modos de transporte, se transfiere necesariamente a las demandas de energía. Un amplio abanico se despliega desde el traslado peatonal, la bicicleta, el tranvía, el autobús o el automóvil de dos toneladas que transporta una persona. Pero no son sólo los modos de transporte, la ecuación se completa con las distancias que cotidianamente recorre la población. Podemos recordar la suplantación del concepto de habitante por el de "territoriante" que nos sugiere Francesc Muñoz (2008: 26-28), haciendo referencia a modos de vida adoptados en ciertas sociedades actuales en donde los lugares de residencia, trabajo, recreación, deportes, compras y accesos a otros servicios se despararraman en extensos espacios geográficos. El resultado puede concluir en más de 50 o 100 kilómetros recorridos en una jornada con las consecuentes externalidades mensurables en consumo de combustible, horas de viaje y accidentes entre otras.

Disponibilidad de Transporte-Expansión de la Ciudad

Si bien no es posible realizar generalizaciones sobre las características de los procesos de urbanización, en diferentes contextos se aprecian algunas tendencias que resultan similares. Y en relación

a la orientación de este trabajo podemos señalar que las disponibilidades de transporte y vías de circulación han influenciado históricamente en las dinámicas de expansión de los tejidos urbanos.

Como describe Jordi Julia Sort (2005: 22-124), el alejamiento de los lugares de trabajo fue desde el siglo XIX en grandes ciudades europeas y norteamericanas; aspiración de muchos individuos sometidos al hacinamiento de la ciudad industrial que se comenzaba a desarrollar. Esto mantiene un correlato con el avance de las alternativas de transporte en una secuencia histórica sostenida. El tranvía, el tranvía a caballo, el ferrocarril y otros medios a vapor, la electricidad, el autobús y el automóvil, marcan etapas que explican distintas conformaciones espaciales. En general se verifica un alejamiento de los sectores residenciales, de las franjas socioeconómicas más altas, seguidas después por sectores medios. Las zonas industriales más contaminadas y degradadas quedaban como única alternativa para la población pobre, hasta que el abaratamiento del transporte fue extendiendo su alcance. Resultan de interés las ejemplificaciones del autor citado (Londres, Manhattan y Barcelona entre otras), en donde los vectores de crecimiento son definidos por las líneas de transporte.

Desde aquellas etapas iniciales de los procesos expansivos de la ciudad industrial, se desarrollan, con el avance de las tecnologías de transporte, particularmente del automóvil y de las infraestructuras viales urbanas y metropolitanas, extensiones del suelo urbano sobre áreas rurales en una escala nunca antes conocida. Crece significativamente la población suburbana y de ciudades más pequeñas vinculadas a las grandes metrópolis, pero en mucha mayor medida crece el consumo de suelo. Situación ésta explicada por las urbanizaciones de baja densidad que respondían a un enamoramiento de ese estilo de vida *rururbano* que se desarrollaba alejado de la ciudad.

Modelos e influencias

Aquella *Sub Urbis* de la que nos habla Lewis Mumford (1979) como una categoría inferior de ciudad periférica, resulta revalorizada por los padecimientos de la ciudad industrial. El suburbio como una contracara ofrece amplios espacios verdes, contacto con el medio natural y vida sana.

Los antecedentes nos llevan a teorías urbanísticas como las esbozadas por Frank Lloyd Wright en su *Broadacre City* presentada en 1932 con alguna reminiscencia de la *Ciudad Jardín* de Ebenezer Howard, aunque en este caso sin la disponibilidad del automóvil, ese po-

deroso instrumento de transporte individual y familiar que irrumpía con fuerza en la sociedad norteamericana y formaba parte indisoluble del proyecto de Wright.

Otras propuestas diferenciadas conceptualmente como el urbanismo modernista europeo de los Congresos Internacionales de Arquitectura Moderna (CIAM) liderados por Le Corbusier, se encontraban en puntos significativos como el rechazo a la ciudad tradicional, la segregación de funciones y la presencia significativa de la circulación diferenciada del automóvil.

La mayoría de estas propuestas, concretadas fragmentariamente, fueron en realidad superadas por la conformación de mega ciudades cuya dinámica expansiva fue impulsada básicamente por el mercado inmobiliario, utilizando con distorsiones muchos de aquellos argumentos.

Áreas metropolitanas y conurbación

Esta escala de urbanización ha superado a la ciudad aislada y se expresa en las ciudades regionales conurbadas en redes territoriales. Como se advierte, ninguno de estos procesos puede explicarse sin la consideración de los medios mecánicos de transporte en sus diferentes modalidades y tampoco puede dejar de referenciarse esto, con la disponibilidad de energía necesaria para vencer la fricción espacial que implica la extensión geográfica.

Nos remitiremos a la escala regional, evitando incurrir en el error de pretender explicar los procesos de expansión de la ciudad, acotándolos a los límites de esa propia condición urbana. La interrelación entre lo urbano y lo rural, entre el campo y la ciudad, constituye un tema que adquiere la categoría de clásico. Ha sido abordado desde múltiples ángulos o perspectivas disciplinares, no siendo entonces de competencia exclusiva del urbanismo. En cuanto al enfoque de esta disciplina sobre el tema (superando las ideologías urbanísticas citadas), diremos que desde hace más de tres décadas toma importancia el concepto de ecología urbana que considera la problemática ambiental de las ciudades en la interacción con sus contextos regionales.

Como consecuencia de procesos extensivos de urbanización, en esta interacción ciudad-región se producen los fenómenos de conurbación. Término acuñado por Patrick Geddes (1960) a principios del siglo XX, que hace referencia a las extensiones territoriales de la ciudad que aceleradamente ocupa regiones, diferenciándose de la ciudad tradicional.

Otro fenómeno que se relaciona con los procesos de conurbación pero que no necesariamente adquiere el mismo significado es el de metropolización. Éste presupone la existencia de la *metrópolis*, palabra compuesta derivada de la unión de las griegas *meter* y *polis* para referirse a una ciudad madre que ejerce una significativa gravitación sobre otras menores.

Pueden existir entonces conurbaciones que no constituyan Áreas Metropolitanas y a su vez en éstas pueden no haber conurbaciones (aunque esto no sea frecuente). En nuestro caso encontramos a Córdoba como ciudad gravitante que establece una fuerte interacción con un conjunto de pueblos y ciudades de diferente tamaño. Muchas de ellas se relacionan en contacto directo con la ciudad capital, conformando conurbaciones importantes como el sector de Sierras Chicas que se desprende hacia el Noroeste. Otras conurbaciones como la de Punilla no mantienen contacto directo (por ahora) con Córdoba, pero de igual forma ese conjunto de ciudades tiene una fuerte interacción con la Capital.

Esto puede establecer las diferencias entre los términos Área o Región Metropolitana. Desde nuestra interpretación, nos referimos al primero para mencionar a las ciudades que conforman un continuo urbano con la ciudad principal, y Región Metropolitana para remitirnos a un espacio geográfico mayor que contiene otras ciudades, algunas dispersas en esta geografía, pero que en conjunto constituyen un Sistema de Ciudades.

Habiendo salvado estas cuestiones semánticas y abordado sintéticamente estos conceptos, nos interesa referirnos a las modalidades de la expansión urbana que se viene produciendo aceleradamente en las últimas décadas, con consecuencias tanto para la vida de las ciudades como para sus entornos territoriales.

Por esta razón, en los últimos años ha sido un motivo de estudio preferencial el comportamiento y variación de los bordes de la ciudad (*edge city*), o periferias urbanas. Se trata de interfaces en donde se verifican cambios abruptos, como es el caso de los límites entre urbanización y ruralidad o la relación de ambas situaciones con los accidentes topográficos o hidrográficos del territorio. Resultan frecuentes las situaciones de fricción y conflicto que se producen en estos encuentros como consecuencia, generalmente, de haber transcurrido estos procesos de expansión sin modelos e instrumentos de planificación regional.

Se necesita entonces este enfoque amplio para abordar la problemática de estos sistemas urbano-territoriales que conforman

lo que ha sido mencionado por algunos autores como *ciudad de ciudades*. Resulta útil el término porque está haciendo referencia a una red cuyos nodos se encuentran vinculados entre sí en una situación de interdependencia. La ciudad ha dejado de ser aquel objeto aislado que se podía analizar, interpretar y orientar hacia los resultados establecidos por la planificación urbana. Por el contrario, la naturaleza y las causas de su problemática deben, en muchos casos, buscarse fuera de sus límites espaciales y sólo pueden resolverse en conjunto con los otros componentes del sistema; es decir, otras ciudades que también necesitan de la complementación para resolver sus carencias.

Sobre estrategias para actuar en estos contextos, resultan de interés las propuestas de Precedo Ledo (2004) que nos hablan de la Ciudad Regional Polinodal estructurada en un sistema de nodos conformados por pueblos y ciudades de diferente magnitud que actúan asociativamente con roles complementarios.

Estos modelos, que están conduciendo a realidades social y ambientalmente insostenibles, están siendo sometidos a una generalizada revisión en los últimos tiempos. Para no abundar en las citas, nos referiremos a las propuestas que desde hace dos décadas se desarrollan en las Conferencias Europeas de Ciudades y Pueblos Sostenibles promovidas por ICLEI (siglas que pertenecen a la anterior denominación de la organización hoy llamada “Gobiernos Locales por la Sostenibilidad”). En el próximo mes de abril tendrá lugar la VII Conferencia en Ginebra, pero nos interesa remitirnos a los que fueron denominados “Los Compromisos de Aalborg” (Aalborg, Dinamarca 2004, IV Conferencia), suscrito por un importantísimo número de gobiernos locales de ciudades de diferente magnitud y en donde se resume en 10 puntos los compromisos para un desarrollo sostenible. En el III, V y VI se hace referencia, entre otras, a cuestiones que tratamos sobre la interacción: Urbanización, Movilidad y Demanda Energética, que transcribimos a continuación.

III) BIENES NATURALES COMUNES

1. Reducir el consumo de energía primaria y aumentar el porcentaje de energías limpias y renovables.

(Continúan otros puntos)

V) PLANIFICACIÓN Y DISEÑO URBANÍSTICO

1. Regenerar y reutilizar las zonas degradadas y abandonadas.
2. Evitar el crecimiento urbano desmesurado, logrando densidades urbanas apropiadas y priorizando el desarrollo urbano en zonas ocupadas frente a zonas verdes.
3. Asegurar un urbanismo de usos del suelo mixtos, con un balance equilibrado entre la actividad laboral, residencial y de servicios, dando prioridad a un uso residencial en el núcleo urbano.

(Continúan otros puntos)

VI) MEJOR MOVILIDAD Y REDUCCIÓN DEL TRÁFICO

1. Reducir la dependencia del transporte privado motorizado y promover alternativas atractivas que sean accesibles para todos.
2. Aumentar el porcentaje de desplazamientos en transporte público, peatonal y en bicicleta.
3. Promover el cambio a vehículos con bajas emisiones.
4. Desarrollar planes integrados de movilidad urbana sostenible.
5. Reducir el impacto del transporte en el medio ambiente y en la salud pública.

Segunda Parte

Área Metropolitana de Córdoba (Argentina)

Los temas que se desarrollan a continuación han sido abordados por el IPLAM (Instituto de Planificación del Área Metropolitana) y se inscriben en el espacio geográfico que contiene un conjunto de pueblos y ciudades fuertemente vinculados a la ciudad capital de la provincia.

Como se comprenderá, esta tarea demanda una modalidad de gestión interjurisdiccional y resulta inevitable entonces hacer una referencia a cuestiones de orden institucional y legal que quedan involucradas. Sin limitar las autonomías de los gobiernos locales es necesario avanzar hacia modelos de desarrollo regional que involucran distintas jurisdicciones territoriales municipales. Las situaciones de conurbación y la conformación de un área metropolitana a la que nos hemos referido, asociándolas al concepto de ciudad regional, están definiendo una realidad compleja en donde necesariamente intervienen diferentes jurisdicciones locales y razonablemente también la jurisdicción estatal o provincial. Es decir que se requieren el accionar conjunto de municipalidades y organismos provinciales en la planificación regional.

Urbanización, usos del suelo

Mediante los acuerdos y consensos con las municipalidades involucradas, en el IPLAM se desarrolló el Plan de usos del suelo, que sintéticamente se orienta hacia los siguientes objetivos:

- Evitar la dispersión de las áreas urbanizadas, en detrimento de tierras productivas o áreas naturales protegidas.
- Orientar el desarrollo de nuevas urbanizaciones, evitando la desarticulación de éstas con los núcleos consolidados.
- Preservar el monte natural particularmente en zonas boscosas del piedemonte serrano que actúa como amortiguación y absorción del agua de lluvia.
- Preservar los cursos de agua de la totalidad de las cuencas involucradas, evitando el contacto directo de las áreas urbanas con las márgenes.
- Evitar la actividad productiva contaminante en proximidades de las áreas urbanizadas en concordancia con la legislación ambiental.
- Evitar el contacto de áreas residenciales, comerciales y de servicios con actividades industriales de impacto.
- Promover un resultado coherente en la escala de conjunto, evitando situaciones de conflicto en los límites entre radios municipales.
- Establecer un equilibrio entre áreas urbanas compactas con el intercalado permanente de espacios verdes.
- Promover la consolidación de los centros urbanos tradicionales del conjunto de ciudades del sistema.

Desde estas premisas se define una categorización de usos que permite encuadrar los criterios manejados en las distintas órbitas municipales, con el resultado y las definiciones que se expresan a continuación:

1. Áreas urbanizables
 - 1.1. Áreas urbanizadas consolidadas
 - 1.2. Áreas de urbanización prioritaria
 - 1.3. Áreas mixtas de promoción para actividades productivas
2. Áreas de urbanización diferida
3. Áreas no urbanizables
 - 3.1. Áreas de producción agropecuaria
 - 3.1.1. De producción agropecuaria no contaminante
 - 3.1.2. De producción agropecuaria contaminante

- 3.2. Áreas naturales protegidas
- 3.3. Áreas verdes recreativas
- 3.4. Áreas de riesgo
4. Áreas de valor estratégico,
5. Áreas industriales de impacto, actividades mineras o asimilables

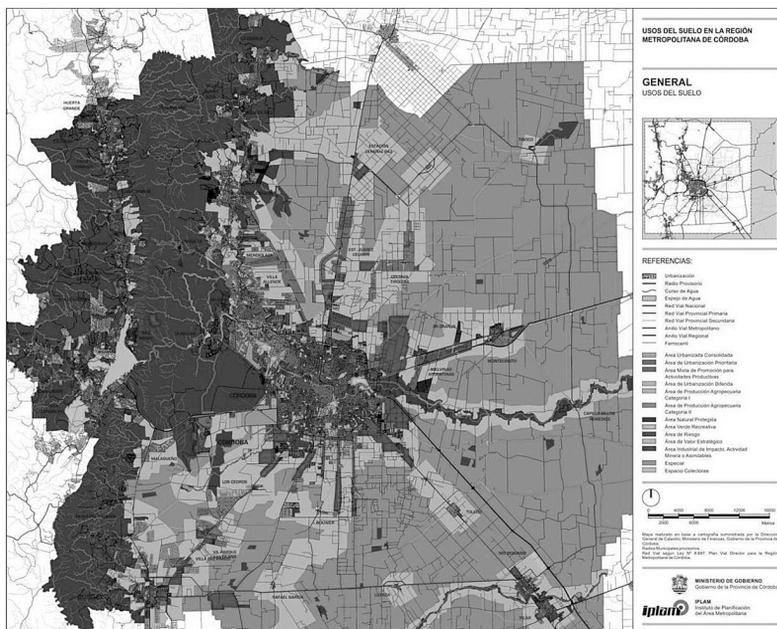


Figura 1: Usos del Suelo del AMC, mosaico completo según los parámetros considerados. Fuente: Iplam

Definiciones precisas de estas categorías se enuncian en las leyes provinciales N° 9.841 y N° 10.004¹ que aprueban y ponen en vigencia el Plan de usos del suelo del Área Metropolitana de Córdoba, cuyos Anexos gráficos se visualizan a continuación. Por la autonomía que la Constitución Provincial confiere a las municipalidades para definir la planificación urbana dentro de su jurisdicción territorial, la ley provincial tiene vigencia en ese ámbito una vez sancionada la ordenanza municipal de adhesión.

¹ Ley provincial N° 9.841: Regulación uso del suelo en la región metropolitana de Córdoba - Primera etapa y ley provincial N° 10.004: Regulación uso del suelo en la región metropolitana de Córdoba - Segunda etapa.

Movilidad

Involucramos los dos desarrollos siguientes (Plan Vial Metropolitano y Lineamientos para un Sistema de Transporte Metropolitano) como componentes de la Movilidad. Aún así, corresponde aclarar que el término resulta más comprensivo y abarca todas las formas de traslado, mecánicas o peatonales. Más aún, quizá el marco conceptual debería extenderse a todas las formas actuales de relacionamiento social en donde la movilidad queda sólo como un modo que implica traslados. Mientras tanto, la conectividad electrónica o telemática abrió una enorme alternativa de relacionamiento que rompe con las barreras espaciales.

Volviendo al concepto que nos ocupa, relacionado con la movilidad que implica desplazamientos en diferentes escalas de espacio desde el barrio a la ciudad y el territorio, debemos asignarle la significación social que adquiere en la medida que no puede hablarse hoy de un derecho a la ciudad, sino existe el derecho a la movilidad. En tal sentido, coincidimos con Manuel Herce (2009) cuando destaca la necesidad de considerar el desplazamiento peatonal y de bicicletas en el espacio público urbano, muchas veces olvidados o desplazados por la consideración prioritaria del transporte mecánico ya sea de automóviles o autobuses.

Pero también en coincidencia con el autor mencionado y evitando la restricción de ese derecho a la movilidad sólo a ciertos modos, deben atenderse las otras escalas de traslado que imponen la realidad que anteriormente hemos abordado en los contextos urbano-metropolitanos. Más aún cuando la necesidad de alcanzar mejores resultados en cuanto a impacto ambiental, facilidad de desplazamiento y ahorro energético se imponen como premisas impostergables.

Por ese motivo las infraestructuras especializadas de transporte deben considerarse en la planificación regional y, en tal sentido, explicitaremos sintéticamente las propuestas que hemos desarrollado para la vialidad metropolitana que viabiliza el actual transporte de autobús, vehículos de carga y automóviles particulares. Complementariamente planteamos los lineamientos para un sistema de transporte público guiado como alternativa más eficiente.

Plan Vial Metropolitano

La situación central de Córdoba y su condición de ciudad mediterránea han definido fuertemente su sistema de accesos, que se ca-

racteriza por la organización radial de vías superpuestas a las urbanizaciones, ejes que alcanzan la Avenida Circunvalación con pocas alternativas anulares o vinculaciones entre sí. Dentro y fuera de este primer anillo se produce, en muchos casos, un efecto de concentración por la convergencia de los accesos, con caudales de tránsito que superan la capacidad de servicio de las vías.

Como se señaló, son escasas las alternativas anulares en este sistema radial que sólo fragmentariamente ofrece opciones de vinculación entre las rutas de acceso; la constelación de ciudades próximas a la Capital no cuenta con un sistema vial que permita su interconexión. La falta de continuidad de muchas de las trazas existentes actúa en complicidad para dar fundamento a esta escasez de vínculos.

No obstante, a manera de paréntesis, aclaramos que la problemática de la saturación del tránsito no debe restringirse a la cuestión vial, a la capacidad de servicio de las rutas. Más bien se trata de una consecuencia –más que una causa– de distintos factores entre los que están el desarrollo fragmentado y disperso; un consumo de suelo desproporcionado en relación al crecimiento poblacional; una enorme cantidad de viajes diarios hacia la capital desde las ciudades dormitorio que la rodean; la falta de sistemas eficientes de transporte público masivo a nivel metropolitano y la utilización generalizada del automóvil particular. Desde esta perspectiva integrada que incluye la propuesta vial, se pueden alcanzar buenos resultados. Si se partiera de la idea que la solución está sólo en la mejora del sistema viario, ésta debería concentrarse en el ensanche de las rutas radiales de ingreso y egreso de la ciudad capital. Por lo contrario, si la solución parte de la concepción de un modelo de desarrollo más equilibrado, deberá pensarse en un diagrama que favorezca una mayor conectividad entre todos los nodos de la red.

Precisamente, la propuesta pretende transformar la actual organización radial que obliga a llegar hasta la Avenida de Circunvalación para optar por el ingreso a la ciudad capital o buscar el retorno a otra localidad del Gran Córdoba u otro destino más lejano, hacia un modelo de red relativamente homogéneo que ofrece alternativas de conexión entre las distintas ciudades.

Dentro de la red, se destaca un trazado que vincula núcleos urbanos cuya distancia al centro geométrico del radio municipal de Córdoba es de aproximadamente 20 km, conformando en consecuencia un anillo o “Circunvalación Metropolitana”. De este modo el tránsito pasante evita el contacto con los bordes de la ciudad y ofrece una variedad de alternativas de vinculación entre los nodos de la red.

Otro conjunto de rutas existentes complementadas con nuevas trazas vinculan ciudades cuya distancia al centro de la capital supera los 30 km, dando forma al anillo o “Circunvalación Regional”.

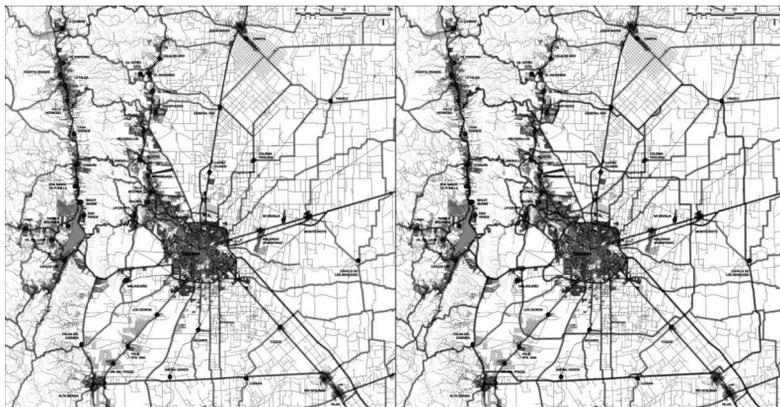


Figura 2: A la izquierda, sistema viario actual del AMC, con fuerte predominio de los ejes radiales. A la derecha, sistema viario propuesto por el IPLAM basado en una estructura de trama, donde se destacan el Anillo Metropolitana (verde) y el Anillo Regional (Violeta). Fuente: IPLAM.

Entre las mejoras que las trazas anulares otorgan al sistema se destaca la multiplicidad de conexiones entre localidades, lo que permite vincular distintos puntos sin alcanzar a afectar a la capital provincial, así como acrecentar las posibilidades de accesos alternativos a la misma. Se desdibuja, en consecuencia, la noción de ciudad satélite, subordinada forzosamente a la influencia de la metrópoli. Asimismo, esta trama facilita la formación de circuitos o circulaciones alternativas. Por ejemplo, hacia el oeste del área metropolitana puede distinguirse un circuito turístico que relaciona Punilla con las Sierras Chicas y, hacia el este, un recorrido que favorece la circulación de la producción agro-ganadera.

Por último, subrayamos la posibilidad de promover un plan forestal que acompañe al trazado de la red vial metropolitana, brindando una alternativa paisajística y ambiental superadora, en beneficio de una región de gran riqueza y variedad topográfica que abarca sierras, faldeos y llanura. La expresión de la fitogeografía –también variada– puede recrearse a la vera de los caminos como cordones forestales conformados por ejemplares de la extraordinaria diversidad de especies nativas.

Lineamientos para un Sistema de Transporte Metropolitano

La información estadística sobre los desplazamientos cotidianos o esporádicos, obligados o no de la población que reside en el sistema de ciudades metropolitanas, indica un crecimiento marcadamente superior de la movilidad individual en vehículo particular a la de transporte público, con una particularidad llamativa: el dato se verifica en franjas socioeconómicas distantes, en un caso con predominio del automóvil y en otro de la motocicleta.

No está en las posibilidades de este trabajo extenderse en el desarrollo de esta información (de la que disponemos en parte²) pero estamos en condiciones de afirmar que tanto el desplazamiento en automóvil y motocicletas aumenta en proporción mayor al del autobús.

A su vez el transporte público está subordinado fuertemente a la demanda, es decir que la respuesta de las empresas concesionarias se ajusta al requerimiento de los usuarios. En consecuencia el transporte regional metropolitano actual no sigue los lineamientos de una política de transporte con objetivos de planificación regional pre-establecidos, sino que acompaña las tendencias que espontáneamente va produciendo la dinámica de mercado.

Otra observación de orden general está referida a la falta de coordinación interjurisdiccional para desarrollar un sistema integrado de transporte multimodal desde la escala urbana a la suburbana y metropolitana.

En cuanto a las características de la movilidad en la región, se verifican realidades diferentes según los sectores y corredores que consideremos. Esta diversidad tiene un correlato con las características de la población que reside, las actividades económicas preponderantes y el nivel socioeconómico, entre otros indicadores.

En una sectorización muy esquemática, la zona que involucra los cuadrantes suroeste, oeste y noroeste, vinculados a las sierras, tienen un tipo de demanda distinta a la población de las ciudades del cuadrante opuesto, en zonas de llanura. Las urbanizaciones cerradas

² Parte de esta información se puede encontrar en la publicación del IPLAM del 2012 denominada Lineamientos para un Plan Urbano Territorial. Consta de tres tomos: el Tomo I refiere al Contexto Regional y los Fundamentos y Orientaciones que explican los planes y proyectos desarrollados; en el Tomo II se sintetizan el Plan Vial Metropolitano y el Plan de Usos del Suelo; y en el Tomo III se desarrollan los Lineamientos para un Plan de Transporte Metropolitano. Esta publicación se encuentra disponible en distintos organismos públicos provinciales (dependencias del gobierno provincial, administraciones municipales, bibliotecas, universidades, colegios profesionales, etc).

o controladas (en el sur dentro de la Capital y hacia el sudoeste, oeste y noroeste dentro y fuera de ésta) que alojan población de franjas socioeconómicas medias y altas, muestran menos dependencia del transporte público, con la disponibilidad de uno o dos automóviles por familia. No ha sido sin dudas la oferta de transporte público determinante en la elección del lugar ni un argumento de venta prioritario. Pero aún así, debe admitirse que el gran crecimiento residencial ha repercutido en la demanda de servicios y actividades terciarias, situación que también se refleja en la demanda de transporte público. Esto además ha promovido el crecimiento de sistemas *ad hoc* de transporte para residentes de cada barrio; escolar y de personal de servicio entre otros.

En otros casos, entre los que puede mencionarse a las ciudades de Juárez Celman y Malvinas Argentinas, hay una alta demanda de servicios de autobuses de líneas regulares, además de haberse incrementado significativamente el tránsito de motocicletas; una situación que también se produce en el ámbito urbano de Córdoba. Esto responde a la búsqueda de solución individual de transporte de sectores medio-bajos de la población.

Si este análisis, que es válido para una parte de la periferia metropolitana próxima, se extiende siguiendo estos rumbos, a una mayor escala territorial, aparecen también ciudades que generan una movilidad obligada impulsada por vinculaciones laborales y la necesidad de acceso a servicios educativos, de salud, administrativos y comerciales entre otros con diferente periodicidad. Sólo para mencionar las más importantes nos referiremos a Carlos Paz, Alta Gracia y Jesús María, ciudades que registran importantes cantidades de viajes semanales de autobuses y de vehículos particulares.

Los vehículos categoría 2 de la RAC (Red de Accesos a Córdoba), que corresponden a los automóviles, han crecido en porcentajes mucho mayores que los que corresponden al transporte público de autobuses, ubicados en la categoría 3. Mientras que en los últimos cinco años el tránsito de automóviles creció entre un 30% y un 50% según el corredor que consideremos, los autobuses lo hicieron entre 0% y 25%.

Seguramente las motos han tenido un importante porcentaje de incremento, aunque no podemos determinarlo por el paso en las estaciones de peaje dada la alta evasión en esta categoría. Sí puede inferirse por el registro de patentes en la Ciudad Capital. Mientras que los automóviles en los últimos cinco años verifican un incremento del

28%, en el mismo periodo las motos registradas aumentaron un 80%, reafirmando lo expresado inicialmente en la tendencia hacia un crecimiento marcadamente superior de la movilidad individual en vehículo particular que la de transporte público.

En relación a los datos anteriores se puede agregar que los corredores con mayor incremento de tránsito se corresponden con las áreas que han tenido altos índices de crecimiento poblacional. Es el caso de la ruta E55 que conduce a La Calera y nuevas urbanizaciones cerradas vinculadas al corredor. En el periodo que tratamos, el incremento de pasos registrados en la categoría de automóviles supera el 50%, siendo bajo el número de vehículos pasantes a Punilla. Por otra parte, a este incremento se suma el porcentaje de residentes de nuevas urbanizaciones que no cruzan el peaje y que, de ser registrados, aumentaría el incremento señalado. Se agrega a esto los corredores sin peaje, entre los que sobresale por la intensidad de tránsito la ruta E57 que vincula la conurbación de Sierras Chicas.

Otras localidades con población de nivel económico más bajo que registran un enorme crecimiento en los últimos años replican ese evento demográfico en la demanda de servicio de transporte público. Esto además denota la dependencia de éstas para con la capital, manteniendo en gran medida el carácter de *ciudades dormitorio*. El caso de la localidad de Malvinas Argentinas es elocuente; con una población de 13.441 habitantes, está servida por cuatro empresas que realizan 2.400 viajes semanales a Córdoba sin contar otras que pasan por estas poblaciones y que pueden transportar algún porcentaje a estos destinos. Es decir que existe una demanda importante y en todos estos casos se trata de servicios regulares. Esto último marca la relación que existe entre el nivel socioeconómico de las distintas poblaciones y la proporcionalidad entre servicios regulares y diferenciales.

La imagen final de la oferta nos muestra una radialidad heterogénea, que se sustenta sobre la estructura vial del área metropolitana. En general se observan pocas situaciones de conectividad transversales. A la magnitud de los caudales, se suma la limitación en la capacidad de servicio de los corredores y sus alternativas de acceso; configurando una combinación que explica la conflictividad del tránsito.

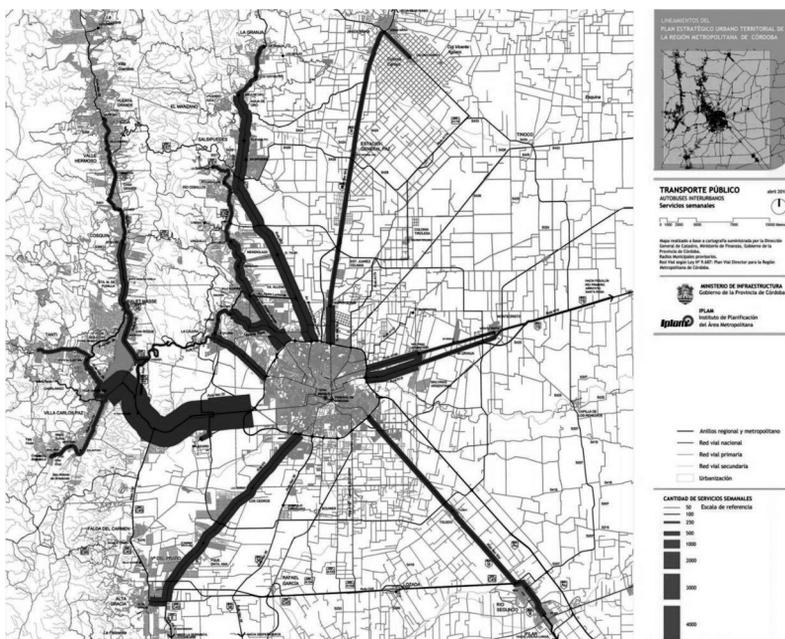


Figura 3: Promedio anual de servicios semanales prestados por las distintas empresas de autobuses interurbanos. Fuente: IPLAM y Secretaría de Transporte de la Provincia.

Orientación de la propuesta

Como se verá, estas distintas realidades requieren la incorporación del análisis del transporte como instrumento estratégico de planificación. Esto permitirá promover transformaciones en los distintos escenarios territoriales considerados, para el mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes.

En breve síntesis se destacan los siguientes puntos que orientan la propuesta:

- Promover un sistema integrado que permita el ensamble del transporte urbano y el metropolitano.
- Complementar o reorientar el actual sistema metropolitano de autobuses a modos más eficientes de servicio, por consumo energético e impacto ambiental mediante la implementación de sistemas guiados.
- Utilización plena de los espacios ferroviarios disponibles

como un recurso de suelo estratégico que permite el desarrollo de distintos corredores de transporte vinculados a nodos de demanda.

- Mejoramiento de la oferta de transporte público eficiente como alternativa al automóvil particular, disminuyendo su participación en la movilidad metropolitana.

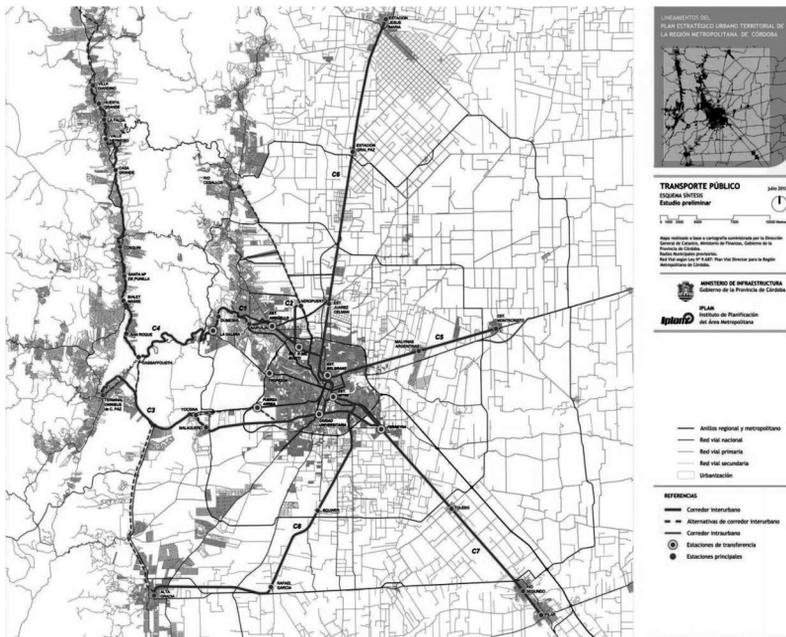


Figura 4: Esquema del Plan de Transporte Público Metropolitano. Fuente: IPLAM.

La propuesta de Red de Corredores Interurbanos se realizó sobre los espacios de los ramales ferroviarios relevados en el ámbito de la ciudad. Las opciones alternativas son, en algunos casos, recorridos fuera de traza ferroviaria, pero sobre disponibilidad de espacio en áreas en vías de consolidación. Puede observarse que la propuesta integra los recorridos de transporte masivo de pasajeros urbanos con prolongación y extensión hacia nodos de alta demanda, conformando los corredores intraurbanos, complementarios a la red de corredores metropolitanos.

Conclusión

El enfoque integrador que planteamos, expresando la interacción permanente de las variables de Urbanización, Movilidad y Demanda Energética, nos lleva a reflexionar sobre lo equivocado que puede resultar el enfoque autónomo de cada uno de estos aspectos desde una disciplina especializada. El andamiaje de conocimientos y métodos de cada una seguramente tienen valor y gran utilidad, pero a la hora del diagnóstico y la formulación de los lineamientos generales de planificación se requiere una visualización totalizadora u holística que pueda poner al hombre y a la comunidad en su conjunto como foco principal de atención.

Los usos del suelo, las densidades de ocupación, el fraccionamiento de la tierra y otras variables que nos enseñan a sistematizar el planeamiento urbano no se desprenden de las redes de infraestructura del transporte y simétricamente los ingenieros en transporte no pueden aplicar sus conocimientos para resolver las infraestructuras especializadas sin comprender que transporte y movilidad no son sinónimos. Si se produce esta visión con anteojeras, los espacios públicos, los paseos para peatones o ciclistas pueden ser avasallados por aquéllas, sin considerar que la gente no sólo se desplaza en transportes mecánicos pesados. Y ambas visiones se relacionan con las demandas de energía. Podemos estimar el consumo por persona transportada en un tranvía, en un tercio de la que demanda otra que viaja en automóvil; pero dependerá de las distancias de traslado que están también relacionadas con cuestiones urbanísticas como la organización y el grado de compacidad o dispersión de la ciudad.

Podemos concluir con esta recomendación que plantea la necesidad del trabajo interdisciplinario y que permite alcanzar la síntesis como resumen de los diferentes enfoques.

Bibliografía

- GEDDES, P. (1960), *Ciudades en Evolución*, Buenos Aires.
- HERCE, M. (2009), *Sobre la Movilidad en la Ciudad*, Barcelona.
- IRÓS, G. et al. (2012), *Lineamientos para un Plan Urbano Territorial*, Tomo III, Córdoba.
- MUÑOZ, F. (2008), *Urbanización. Paisajes Comunes, Lugares Globales*, Barcelona.
- MUMFORD, L. (1979), *La Ciudad en la Historia*, Tomo II, Buenos Aires.

- PRECEDO LEDO, A. (2004), Nuevas Realidades Territoriales para el Siglo XXI, Madrid.
- SORT JORDI, J. (2005), Redes Metropolitanas, Barcelona.

EFICIENCIA ENERGÉTICA

[ENERGY EFFICIENCY]

*Gabriel Gómez
Lucas Sella Piedrabuena
Ladislao Mathé*

Resumen

La energía se ha convertido en tema de interés a nivel mundial. En un escenario marcado por la dependencia energética, la seguridad de suministro y la sostenibilidad, el ahorro y la eficiencia energética se convierten en una premisa de la política energética.

El consumo de energía a nivel mundial (y los costos para obtener esa energía) está aumentando a un ritmo que el planeta no puede soportar. Según la AIE (Agencia Internacional de Energía) a escala mundial, los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida.

A la hora de evaluar cada una de las alternativas posibles de generación de energía debemos analizar el ciclo de vida completo de dicha tecnología, desde la explotación de los recursos naturales (minería) necesaria para la fabricación de las máquinas o dispositivos hasta la disposición final del equipamiento. Analizadas de esta forma, muchas tecnologías que aparentan ser “amigables con el ambiente” no lo son tanto. Todas las fuentes de energía presentan sus ventajas e inconvenientes. Debemos diversificar las fuentes para aprovechar sus ventajas y minimizar los inconvenientes.

¿Qué podemos hacer? ¿Reducir nuestras actividades a la mitad? No parece ser una opción. Una posible solución sería encontrar tecnologías de generación de energía en cantidad suficiente para satisfacer la demanda creciente y que al mismo tiempo reduzcan las

emisiones gaseosas. Estas tecnologías aún no han logrado el nivel de desarrollo que se necesita.

En los últimos años se ha instalado a la eficiencia energética como una respuesta inmediata al problema. Comparada con otras alternativas, la eficiencia energética es una solución más rápida, más barata y más amigable con el medioambiente. Intentaremos mostrar qué nos puede aportar y cómo.

Luego de una breve introducción donde se definirán algunos términos y conceptos se realizará un pequeño diagnóstico de situación. Se repasarán los antecedentes de programas de Eficiencia Energética a nivel nacional desde la década del 80 hasta la actualidad para marcar el *camino a recorrer*, destacando lo que ya se hizo, lo que se está haciendo y lo que falta.

El capítulo termina con un análisis de los costos asociados a los distintos estudios de potencial que se pueden realizar (potencial técnico, económico, alcanzable y el de un programa en particular) y posibles líneas de financiamiento.

Palabras clave: Eficiencia energética, ProPEE, Auditorías energéticas, Primarias y secundarias de energía, Cambio climático.

Abstract

Energy has become a matter of concern worldwide. In a context marked by energy dependence, supply security and sustainability, energy conservation and efficiency are a fundamental premise of the energy policy.

Global energy consumption (and the costs necessary to obtain that energy) is increasing at a rate that the planet cannot withstand. According to the International Energy Agency (IEA), hydrocarbons account for more than half of the primary energy that is consumed at world level.

When assessing each potential alternative for energy generation, the complete life cycle of each technology, from exploitation of natural resources (mining) required for the production of machinery or devices to final disposal of equipment should be examined. From this standpoint, many technologies that appear to be environmentally friendly are not so friendly. All sources of energy have advantages and drawbacks. The sources must be diversified in order to leverage the benefits and minimize the disadvantages.

What can we do? Cutting our activities to half? It does not appear to be an option. A possible solution is to find energy generating

technologies in sufficient quantity to meet the increased demand while reducing gas emissions. These technologies have not yet achieved the required level of development.

Over the last years, energy efficiency seems to have been the immediate response to this problem. Compared to other alternatives, energy efficiency is the fastest, cheapest and most environmentally friendly solution. This chapter will aim at demonstrating what benefits energy efficiency can provide and how.

After a brief introduction that will include the definition of certain terms and concepts, the current energy situation will be analyzed. Background information of Energy Efficiency Programs will be reviewed at a national level from the 1980s to today, in order to trace *the way forward*, highlighting what has been done, what is being done and what remains to be done.

The chapter ends with an analysis of the costs associated with different potential studies that can be carried out (technical potential, economic potential, achievable potential, and specific-program potential) and possible financing methods.

Keywords: Energy Efficiency, ProPEE; Energy Audits, Primary and Secondary Energy Source, Climate Change.

1. Introducción y diagnóstico de situación

La energía se ha convertido en tema de interés a nivel mundial. En un escenario marcado por la dependencia energética, la seguridad de suministro y la sostenibilidad, el ahorro y la eficiencia energética se convierten en una premisa de la política energética. El cambio climático, el precio del petróleo y las posibilidades del ahorro energético afectan a toda la sociedad y a la economía. Sin embargo, siempre ha existido un gran desconocimiento sobre este sector.

1.1. Introducción

1.1.1. Energía y fuentes energéticas

Se define a la *energía* como la capacidad para realizar un trabajo, y su medida viene dada por la cantidad de trabajo que realiza. Una fuente de energía es un depósito de ésta y en algunos casos será necesario transformarla. En función de la fase de transformación en la que se encuentren las fuentes de energía se clasifican en:

• **Primarias**

Las energías primarias se encuentran directamente en la naturaleza y no han sido sometidas a ningún proceso de transformación.

En función de la disponibilidad en la naturaleza, las energías primarias se pueden clasificar en:

- *No renovables* (petróleo, carbón, gas y uranio), que constituyen cerca del 90% del consumo mundial de fuentes de energía primarias.
- *Renovables* (hidráulica, eólica, solar, geotérmica, marina olas, mareas, salinidad y cambios de temperatura de los océanos y biomasa).

• **Secundarias**

Se denomina energía secundaria a los productos resultantes de las transformaciones o elaboración de recursos energéticos primarios o en determinados casos a partir de otra fuente energética ya elaborada. El único origen posible de toda energía secundaria es un centro de transformación, y el único destino posible un centro de consumo.

Son fuentes energéticas secundarias la electricidad, toda la amplia gama de derivados del petróleo, el carbón mineral, y el gas manufacturado (o gas domiciliario).

Las energías secundarias, también denominadas como “vectores energéticos”, tienen como misión transportar y/o almacenar la energía, pero no se consumen directamente. La principal energía secundaria es la energía eléctrica, a partir de la cual se obtiene energía mecánica y térmica. Otros vectores son el hidrógeno, el uranio enriquecido (utilizado en las centrales nucleares) y los diferentes tipos de carbón, una vez se han preparado para su explotación en las centrales térmicas.

A partir de ellas, se extrae la energía en tres formas posibles:

- lumínica
- mecánica
- térmica

Cada una de éstas, a su vez (según el principio de la termodinámica por el que “la energía ni se crea ni se destruye, sino que se

transforma”), es susceptible de convertirse en cualquiera de las otras dos, siempre pagando un “costo” de transformación (pérdidas).

Características de las energías

Cada fuente de energía tiene diferente contenido energético (energía por unidad de masa), por lo que cuanto mayor contenido energético, más rentable será su explotación. Para obtener las energías finales, las fuentes de energía primaria pasan por las siguientes etapas:

- Prospección/localización
- Extracción
- Transporte hasta los centros de tratamiento
- Procesado/transformación
- Transporte (distribución) y
- Consumo

Todas las fuentes de energía presentan sus ventajas e inconvenientes. Por ejemplo, mientras que el petróleo presenta un alto contenido energético, su prospección y extracción son caras y la combustión de sus derivados emite elementos nocivos (CO₂ y efecto invernadero, lluvia ácida, etc.). Por su parte, el viento es renovable y de fácil acceso pero su contenido energético es bajo y no se puede almacenar.

Es por ello que se necesita diversificar la forma en que obtenemos la energía que necesitamos, para maximizar sus ventajas y minimizar sus inconvenientes.

La unidad de medida que habitualmente se utiliza para hacer comparaciones y medir la calidad energética de los distintos combustibles es la tonelada equivalente de petróleo “tep” (o “toe”, *tonne of oil equivalent* en inglés), cuyo valor equivale a la energía obtenida en la combustión de una tonelada de petróleo.

1.1.2. Matriz energética y consumo de energía

Se conoce como “matriz energética” a una representación cuantitativa de toda la energía disponible, en un determinado territorio, región, país, o continente para ser utilizada en los diversos procesos productivos.

El consumo de energía a nivel mundial (y los costos para obtener esa energía) está aumentando a un ritmo que el planeta no puede soportar. Según la AIE (Agencia Internacional de Energía) a es-

cala mundial, los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida. En particular, el 33% del consumo energético primario global proviene del petróleo, siendo así la fuente energética más utilizada. Durante los próximos años no se esperan grandes cambios. Según su escenario base del *World Energy Outlook* de 2011, el petróleo registrará una contracción de 5% en la matriz energética de 2035 respecto a 2009. Por su parte, el gas natural alcanzará una participación del 23% sobre una demanda energética total estimada en 16.961 Mtep anuales.

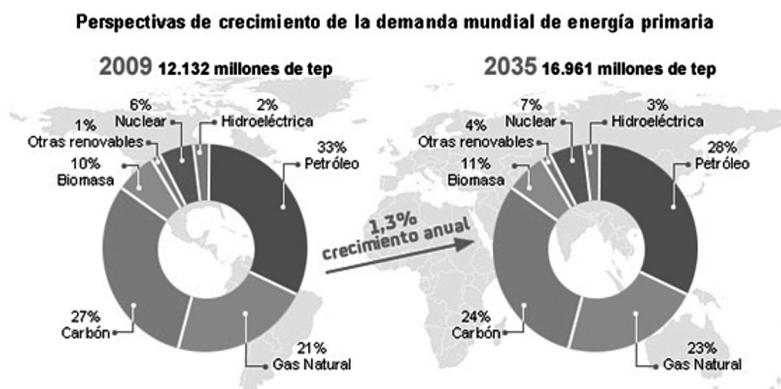


Figura 1: Perspectivas de crecimiento de la demanda mundial de energía primaria.

Fuente: World Energy Outlook 2011.

Esto significa que el mundo va a seguir obteniendo su energía de combustibles fósiles, y por lo tanto no renovables.

1.1.3. Energía, eficiencia energética y medioambiente

El concepto de eficiencia energética, si bien era algo cotidiano en los ambientes profesionales, no se transformó en un tema de discusión pública hasta la gran crisis del petróleo de 1973, cuando se tomó conciencia por primera vez de que los combustibles fósiles (petróleo) son limitados y su disponibilidad está sujeta, en parte, a la voluntad de los países productores. Esta crisis provocó como respuesta inmediata que se volcaran muchos recursos al desarrollo de nuevas fuentes de energía, y ahí cobraron impulso la utilización de las fuentes renovables. Sin embargo, este impulso inicial no tuvo el efecto esperado ya que el descubrimiento de nuevas reservas de combustibles fósiles hizo que estos últimos recobraran el protagonismo en la

matriz energética mundial que mantienen hasta ahora (y seguirán manteniendo por muchos años).

Otro hito en la instalación del tema de las fuentes de energía en la opinión pública fue la exposición ante el Senado de los Estados Unidos en 1988 del investigador de la NASA James Hansen sobre los peligros del cambio climático, donde afirmaba que contaba con datos estadísticos y modelos que indicaban que el planeta se estaba calentando y que el clima estaba cambiando.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático usa el término *cambio climático* sólo para referirse al cambio por causas humanas: “Por ‘cambio climático’ se entiende un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos comparables” (Artículo 1, párrafo 2).

Las actividades humanas generan emisiones de cuatro GEI (Gases de Efecto Invernadero) de larga permanencia: CO₂, metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) y halocarbonos (gases que contienen flúor, cloro o bromo). Cada GEI tiene una influencia térmica (forzamiento radiativo) distinta sobre el sistema climático mundial por sus diferentes propiedades radiativas y períodos de permanencia en la atmósfera. Tales influencias se homogenizan en una métrica común tomando como base el forzamiento radiativo por CO₂ (emisiones de CO₂-equivalente). Homogenizados todos los valores, el CO₂ es por mucha diferencia el gas invernadero antropógeno (generado por el hombre) de larga permanencia más importante.

El *Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*, conocido también por *Panel Intergubernamental del Cambio Climático* o *IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)*, fue establecido en el año 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (WMO, *World Meteorological Organization*) y el Programa Ambiental de las Naciones Unidas (UNEP, *United Nations Environment Programme*). El objetivo es asesorar a los gobiernos sobre los problemas climáticos y recopilar las investigaciones científicas conocidas en unos informes periódicos de evaluación. El cuarto informe que emitieron, denominado “Cambio climático 2007”, reúne los últimos conocimientos de una amplia comunidad científica siendo realizado por más de 500 autores principales, 2.000 revisores expertos y examinado por delegados de más de 100 países. Algunas de las principales conclusiones de este informe fueron:

1. El calentamiento del sistema climático es inequívoco, como evidencian ya los aumentos observados del promedio mundial de la temperatura del aire y del océano, el deshielo generalizado de nieves y hielos, y el aumento del promedio mundial del nivel del mar.
2. Observaciones efectuadas en todos los continentes y en la mayoría de los océanos evidencian que numerosos sistemas naturales están siendo afectados por cambios del clima regional, particularmente por un aumento de la temperatura.
3. Las emisiones mundiales de GEI por efecto de actividades humanas han aumentado, desde la era preindustrial, en un 70% entre 1970 y 2009.
4. Las concentraciones atmosféricas mundiales de CO₂, metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) han aumentado notablemente por efecto de las actividades humanas desde 1750, y son actualmente muy superiores a los valores preindustriales, determinados a partir de núcleos de hielo que abarcan muchos milenios.
5. Hay un alto nivel de coincidencia y abundante evidencia respecto a que con las políticas actuales de mitigación de los efectos del cambio climático y con las prácticas de desarrollo sostenible que aquellas conllevan, las emisiones mundiales de GEI seguirán aumentando en los próximos decenios.

Por último, y en relación a las energías y el medioambiente, es necesario hacer notar que a la hora de evaluar cada una de las alternativas posibles de generación de energía debemos analizar el ciclo de vida completo de dicha tecnología, desde la explotación de los recursos naturales (minería) necesaria para la fabricación de las máquinas o dispositivos hasta la disposición final del equipamiento. Analizadas de esta forma, muchas tecnologías que aparentan ser “amigables con el ambiente” no lo son tanto.

1.1.4. ¿Dilema o trilema?

Cuando estamos en una situación que plantea dos alternativas opuestas o contradictorias decimos que estamos frente a un *dilema*.

Si por un lado tenemos el crecimiento en el consumo de energía (el consumo global de energía se va a duplicar para el año 2050) y una matriz energética mundial fuertemente basada en combustibles fósiles y por el otro lado la necesidad de reducir la emisión de CO₂ a

la mitad para evitar el calentamiento global y el cambio climático, evidentemente estamos en presencia de un *dilema*.

Actualmente el WEC (*World Energy Council*) hace hincapié en lo que denomina el “trilema energético”: seguridad de suministro, mitigación de daños ambientales y equidad social. Este trilema obliga a un cambio de paradigma en la forma en que generamos y consumimos la energía en el planeta.

¿Qué podemos hacer? ¿Reducir nuestras actividades a la mitad? No parece ser una opción. Una posible solución sería encontrar tecnologías de generación de energía en cantidad suficiente para satisfacer la demanda creciente y que al mismo tiempo reduzcan las emisiones gaseosas. Estas tecnologías aún no han logrado el nivel de desarrollo que se necesita.

En los últimos años se ha instalado a la eficiencia energética como una respuesta inmediata al problema. Comparada con otras alternativas, la eficiencia energética es una solución más rápida, más barata y más amigable con el medioambiente. Veamos qué nos puede aportar y cómo.

1.1.5. Eficiencia energética

El concepto general de eficiencia vincula los recursos utilizados y los resultados obtenidos. Se entiende que la eficiencia se da cuando se utilizan menos recursos para lograr un mismo objetivo. Dicho de otra manera, cuando se logran más objetivos con los mismos o menos recursos.

La mejora en la eficiencia energética según el WEC es la reducción de la energía utilizada por un servicio energético dado (calefacción, iluminación, etc.) o nivel de actividad. Se la suele asociar con cambios tecnológicos, pero no siempre es así ya que puede resultar de una mejor organización del consumo, de un sistema de gestión de la energía o de cambios de comportamiento de las personas u organizaciones (factores no técnicos).

En algunos casos y sobre todo debido a restricciones económicas (altos costos), los usuarios disminuyen su consumo de energía mediante una reducción en los servicios que utilizan (no utilización de la climatización para llegar a la temperatura de *confort*, no utilización de los vehículos para realizar viajes, etc.) Estas medidas no llevan a una situación de mayor eficiencia y son cambios fácilmente reversibles cuando las condiciones económicas mejoran. Esto no debe tomarse como “eficiencia energética”. La eficiencia energética es un

salto “cualitativo” en la forma en que usamos la energía (“la naturaleza siempre minimiza el uso de la energía y nada sabe de precios”).

Eficiencia energética no es consumir menos, sino consumir mejor sin disminuir el *confort* o los niveles de producción.

Un claro ejemplo es el de la iluminación. Si por ejemplo necesitamos iluminar una sala y apagamos la luz no estamos haciendo “eficiencia energética” porque el resultado no es el mismo (el nivel de iluminación de la sala no es el adecuado).

Si cambiamos la lámpara por una de mayor eficiencia (menor consumo eléctrico para un mismo nivel de iluminación) sí estaremos haciendo un uso más eficiente de la energía. Pero si la habitación no necesita estar iluminada y dejamos la lámpara encendida, aun cuando estemos utilizando una lámpara energéticamente eficiente no estaremos logrando el impacto buscado (reducción del consumo total de energía). Frases como “la dejemos prendida, total es de bajo consumo” respaldan esta situación poco feliz. Esta situación se conoce como la paradoja de Jevons, denominada así por su descubridor, el economista inglés William Stanley Jevons, quien afirmaba que a medida que el perfeccionamiento tecnológico aumenta la eficiencia con la que se usa un recurso, es más probable un aumento del consumo de dicho recurso que una disminución. En otras palabras, la paradoja implica que la introducción de tecnologías con mayor eficiencia energética puede, a la postre, aumentar el consumo total de energía.

Cuando hablamos de *eficiencia energética* se hace referencia de dos tipos de acciones o medidas:

- Eficiencia energética *pasiva*: consiste en la utilización de materiales que nos ayuden a utilizar menos energía y/o dispositivos que intrínsecamente utilizan menos energía para realizar su función. Mejorar aislamientos, reducir pérdidas, orientar una casa para maximizar la iluminación y minimizar las necesidades de climatización, reemplazar lámparas, motores y electrodomésticos por equipos más eficientes son ejemplos de este tipo de acciones.
- Eficiencia energética *activa*: es la utilización de automatización y de regulación para realizar un uso más inteligente de la energía (sólo cuando sea necesario). Apagar automáticamente luces cuando no hay nadie en el ambiente, o regular equipos de refrigeración para que trabajen en su nivel óptimo son ejemplos de acciones activas.

Los resultados obtenidos con estas dos acciones indican que las medidas pasivas pueden ahorrar entre un 10 y 15% de energía y las medidas activas pueden contribuir con otro 5 a 15%.

Para que estos ahorros perduren en el tiempo, un programa integral de eficiencia energética agrega una tercera acción que es el Monitoreo y Mantenimiento. Este tercer paso será el responsable de mantener el ahorro en el tiempo, detectando desviaciones que nos permitirán reaccionar antes de que se pierdan los ahorros ya obtenidos.

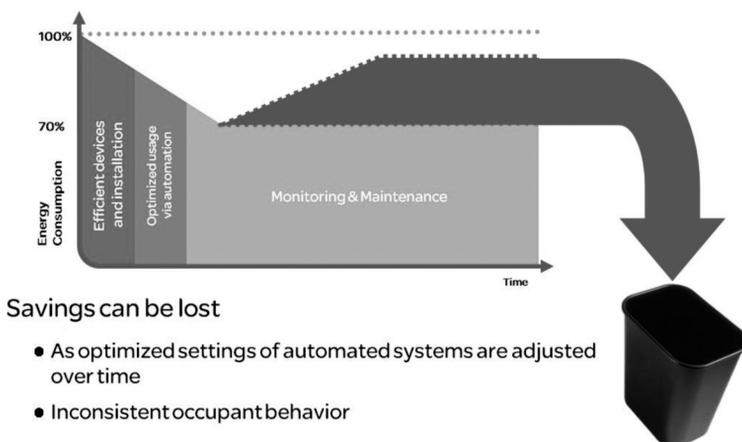


Figura 2: Potencial de ahorro de energía. Fuente: Schneider University.

1.1.6 Auditorías energéticas

Todo proceso de implementación de eficiencia energética debería comenzar con una auditoría. Las auditorías energéticas son un proceso sistemático mediante el que se obtiene un conocimiento suficientemente fiable del consumo energético del edificio, proceso o sistema, para detectar los factores que afectan a dicho consumo e identificar y evaluar las distintas oportunidades de ahorro en función de su rentabilidad.

A través de la auditoría energética se consigue:

- Conocer la situación de partida.
- Un análisis detallado del consumo.
- Propuestas para la reducción de los consumos.

- Iniciar a la organización en los procesos de mejora continua energética.
- Análisis de posibles inversiones en eficiencia energética.

Los tipos de auditorías energéticas se definen por el alcance buscado. Podemos realizar un análisis exhaustivo y detallado de los procesos o podemos hacer mediciones generales del consumo energético.

Se distinguen dos niveles de auditorías:

- Diagnóstico energético
- Auditorias energéticas

Diagnóstico energético

El Diagnóstico Energético es el tipo de auditoría más simple y rápido. Requiere de un mínimo de entrevistas con el usuario final (en el caso residencial) o personal de producción y/o mantenimiento (industrial o terciario), una pequeña recolección de las facturas energéticas (electricidad, gas, combustibles líquidos) y una visita a las instalaciones para familiarizarse con los procesos y sus operaciones, y así poder identificar zonas de desperdicio de energía o de ineficiencia.

Normalmente se descubren sólo las principales áreas problemáticas con este tipo de auditorías. Las medidas correctivas se describen brevemente con una estimación de costos, el potencial ahorro de costes y el periodo de amortización. Con este nivel de detalle, aunque no suele ser suficiente para llegar a una decisión para iniciar proyectos de mejora, sí lo es para dar prioridad a los proyectos de Eficiencia Energética y para enfocar una auditoría más detallada.

El alcance de un Diagnóstico energético comprende:

- Recopilación inicial de información.
- Identificación de la industria o actividad.
- Datos de la industria o actividad.
- Toma de datos.
- Recopilación facturas de las diferentes fuentes energéticas.
- Recopilación esquema unifilar.
- Visita a las instalaciones.
- Contabilidad energética.
- Evaluación y análisis de datos.
- Diagnóstico de las instalaciones.

Auditoría energética

Una Auditoría Energética tiene un alcance mucho mayor al Diagnóstico energético. En ella se profundiza la auditoría con la realización de planos y mediciones específicas, para lo que se requiere de aparatos específicos de medición para obtener valores reales. Se puede realizar de una sola fuente energética o de varias de ellas, dependiendo del tipo de actividad auditada (fábrica, edificio terciario, residencia) y de las necesidades del auditado.

En una Auditoría energética se sigue el siguiente guión:

- Monitoreo y Recolección de Información.
- Análisis de Información.
- Diagnóstico.
- Recomendaciones.
- Aplicación del plan.
- Retroalimentación.

1.1.7. Sistemas de gestión de la energía (ISO 50001)

Un Sistema de Gestión es un conjunto de etapas unidas en un proceso continuo, que permite trabajar ordenadamente una idea hasta lograr mejoras y su continuidad.

Se establecen cuatro etapas en este proceso, que hacen de este sistema un proceso circular virtuoso, pues en la medida que el ciclo se repita recurrente y recursivamente, se logrará en cada ciclo obtener una mejora.

Hasta hace muy poco tiempo teníamos sistemas de gestión de la calidad (ISO 9001), ambientales (ISO 14001) y de salud ocupacional (OSHA 18000), pero no había normas específicas referidas a la gestión de la energía.

La nueva norma de calidad *ISO 50001:2011* de Sistemas de Gestión Energética, certifica la existencia de un sistema optimizado para el uso correcto de la energía en cualquier organización, sea cual sea su naturaleza o tamaño, su actividad o su dedicación. La finalidad última de la norma es facilitar a las organizaciones, independientemente de su sector de actividad o su tamaño, *una herramienta que permita la reducción de los consumos* de energía, los costos financieros asociados y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Basada en el principio “medir para identificar, e identificar para mejorar”, la implantación de un Sistema de Gestión Energética de acuerdo a la norma ISO 50001 permite a las administraciones pú-

blicas y a las empresas ahorrar energía, haciendo que cualquier inversión en esta línea tenga un retorno económico inmediato.

El siguiente esquema representa las etapas del sistema de gestión:

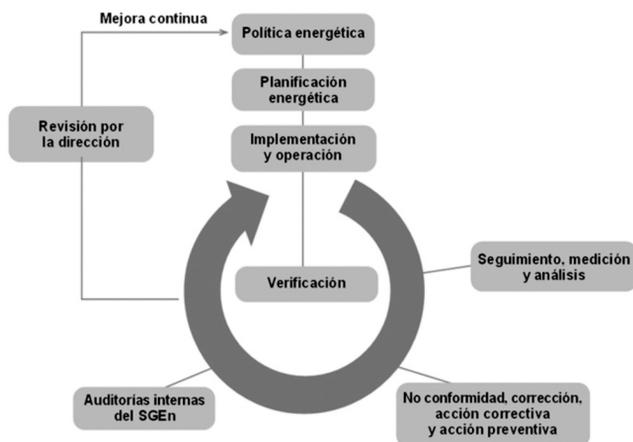


Figura 3: Ciclo del Sistema de Gestión de la Energía. Fuente: ISO 50001.

La norma define dos conceptos importantes: Línea de Base Energética e Indicadores de Desempeño Energético.

Línea de Base Energética: referencia cuantitativa que proporciona la base de comparación del desempeño energético.

Nota 1: Una línea de base energética refleja un período especificado.

Nota 2: Una línea de base energética puede normalizarse utilizando variables que afecten al uso y/o al consumo de la energía, por ejemplo, nivel de producción, grados-día (temperatura exterior), etc.

Nota 3: La línea de base energética también se utiliza para calcular los ahorros energéticos, como una referencia antes y después de implementar las acciones de mejora del desempeño energético.

Indicadores de Desempeño Energético (IDEN): valor cuantitativo o medida del desempeño energético tal como lo defina la organización.

Nota: Los IDENs pueden ser un simple parámetro, un simple cociente o un modelo complejo.

Ejemplos de IDEnS pueden incluir consumo de energía por unidad de tiempo, consumo de energía por unidad de producción y modelos multivariados.

La organización puede elegir los IDEnS que informen del desempeño energético de su operación y puede actualizar los IDEnS cuando se produzcan cambios en las actividades del negocio o en las líneas de base que afecten a la pertinencia del IDEn, según sea aplicable.

Una novedad que plantea la ISO 50001 respecto a los otros sistemas de gestión (9001, 14001 y 18001) es la posibilidad de la auto-declaración de conformidad que permite que una organización evite el gasto de un proceso de certificación externa.

No debemos perder de vista que el Sistema de Gestión de Energética actúa como facilitador del ahorro energético. En sí no ahorra energía, sino que permite que las actuaciones realizadas por las personas se hagan en forma ordenada y sistemática, con conocimiento, productividad y eficacia.

1.1.8. Día Mundial de la Eficiencia Energética

Cada 5 de marzo se celebra el “Día Mundial de la Eficiencia Energética”, jornada para que reflexionemos sobre nuestros hábitos frente al uso sostenible y racional de la energía y para que empresas, instituciones y gobiernos revisen sus compromisos con respecto a la utilización de tecnologías renovables.

Los inicios de esta celebración se remontan al 5 de marzo del 1998, cuando en Austria se da inicio a la Primera Conferencia Internacional de Eficiencia Energética, donde más de 350 expertos en diferentes áreas y líderes de 50 países se reunieron para discutir cómo enfrentarse a la crisis de energía.

1.2. Diagnóstico

Para poder trazar un diagnóstico de la situación actual y desarrollar las estrategias necesarias para revertir el panorama de colapso del sistema energético y del ambiente, deberíamos saber cómo obtenemos nuestra energía y cómo la utilizamos.

Para su estudio, el consumo energético se distribuye entre los tres sectores de actividad económica, el Estado y los hogares:

- Sector primario:
 - Agricultura y ganadería.
 - Pesca.
 - Silvicultura.
 - Minería.
- Sector secundario:
 - Industria.
- Sector terciario:
 - Transportes.
- Servicios, comercio, etc.
- Sector público
- Sector residencial.

Las estadísticas mundiales muestran esta distribución del consumo:

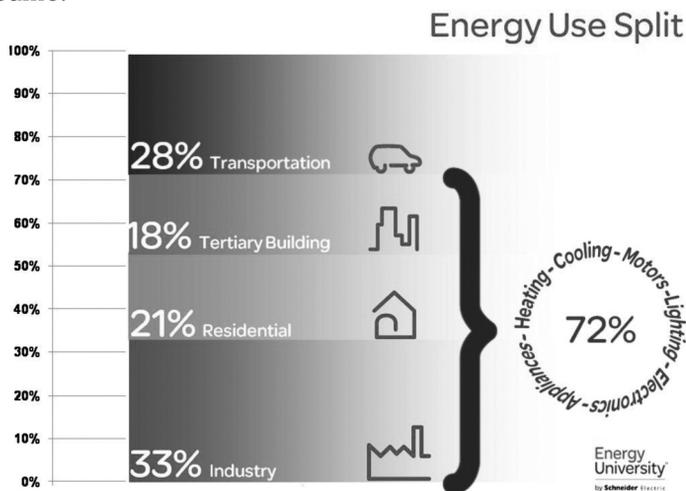


Figura 4: Aporte de los distintos sectores al consumo de energía mundial.
Fuente: Schneider University

Cada sector tiene sus particularidades y el consumo de energía se da en equipos o actividades diferentes. Es por ello que requieren programas “a medida”.

La Secretaria de Energía de la Nación lleva las estadísticas de consumo de energía por sector. En las figuras siguientes podemos ver su evolución desde 1970.

Allí vemos, por ejemplo, que en el sector residencial el principal energético utilizado es el gas natural (para calefacción, cocción de alimentos y calentamiento de agua). También podemos ver en la figura los consumos totales y relativos de energía por sectores.

Por otro lado, para caracterizar el consumo de edificios terciarios y la industria se suele analizar su consumo de agua, aire comprimido, gas, electricidad y vapor (WAGES por sus siglas en inglés *Water, Air compressed, Gas, Electricity and Steam*). Dentro de estos sectores, los sistemas que más energía demandan son la climatización, la iluminación, los motores eléctricos y los equipos industriales específicos (por ejemplo hornos).

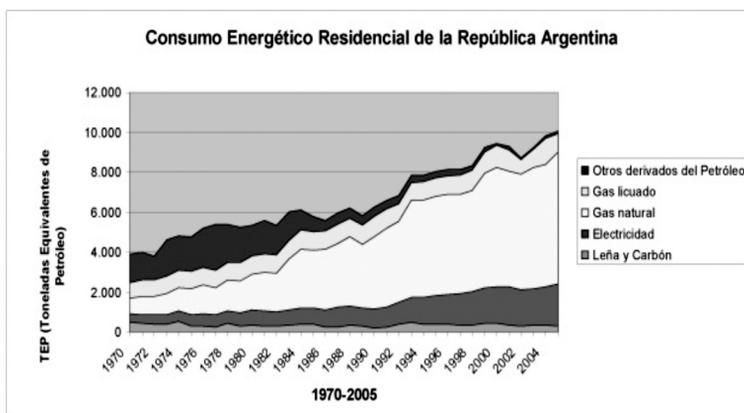


Figura 5: Consumo Energético residencial de la República Argentina.
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

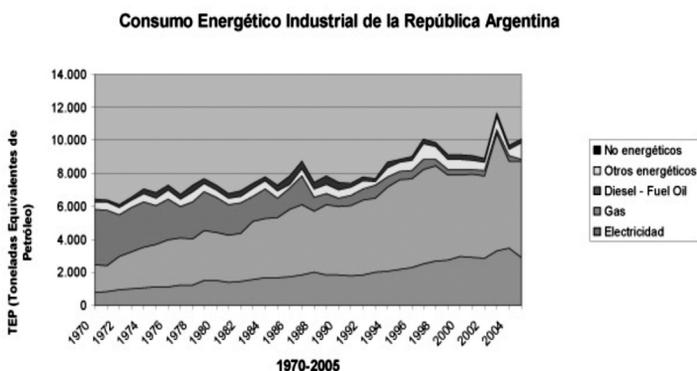


Figura 6: Consumo Energético industrial de la República Argentina.
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

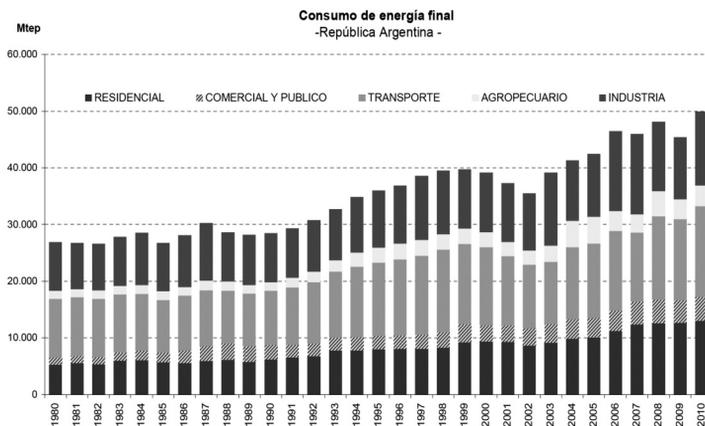


Figura 7: Consumo de energía final en la República Argentina.
Fuente: Balance energético Nacional. Secretaría de Energía.

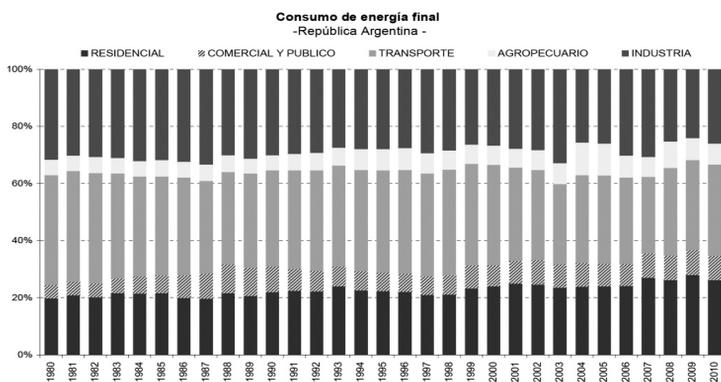


Figura 8: Consumo de energía final en la República Argentina.
Fuente: Balance energético Nacional. Secretaría de Energía.

El término “eficiencia energética” se puede referir al empleo de cualquiera de las fuentes secundarias de energía y estar dirigido a cualquiera de los sectores de consumo. Es por ello que, por ejemplo, hablar de eficiencia energética en el transporte equivale a hablar de consumo de combustible por kilómetro recorrido y que los programas de eficiencia apunten a medidas pasivas como son la utilización de motores más eficientes, el correcto inflado de los neumáticos, el man-

tenimiento de las unidades (filtros de aire) pero también a técnicas de manejo que consuman menos combustible (aceleración y frenado).

Esto significa que un diagnóstico o un programa de mejora en la eficiencia deberían establecer sobre qué fuente de energía se trabajará y a qué sector estará dirigido.

La eficiencia se puede presentar tanto del lado de la oferta (generación y distribución) como de la demanda (consumidores).

En el caso de la eficiencia eléctrica, si bien la eficiencia del lado de la oferta es importante el impacto más grande está del lado de la demanda, ya que por limitaciones físicas (rendimiento) en la generación y pérdidas en la distribución una reducción de una unidad en el lado de la demanda representa un ahorro de tres unidades en la generación.

¿Cómo obtiene Córdoba su energía?

¿Cómo obtienen su electricidad?

Y ¿cómo se consume esa energía?

Conocer los patrones de consumo de los diferentes sectores constituye una importante herramienta para el desarrollo de planes o programas que apunten al uso eficiente o ahorro de energía. Esta información no se encuentra totalmente sistematizada o disponible para todo el territorio nacional o provincial, por lo que deberá ser el primer paso en aras de un Programa de Eficiencia Energética.

2. Potencial que tiene Córdoba

En varios países y regiones se vienen implementando programas de eficiencia energética desde hace mucho tiempo, como por ejemplo el Estado de California¹ en Estados Unidos, que comenzó en la década de 1970, o Dinamarca², que desde 1980 casi duplicó su economía, manteniendo constante el consumo de energía y reduciendo las emisiones de CO₂ apostando a la eficiencia energética y a las energías renovables.

A nivel regional existe una Red Latinoamericana de Eficiencia Energética (RED-LAC_EE)³, creada en agosto de 2011, que permite acceder a gran cantidad de publicaciones y experiencias realizadas en los países de la región.

1 <http://www.energy.ca.gov/>

2 <http://www.ens.dk/en-us/Sider/forside.aspx>

3 [http:// http://red-lac-ee.org](http://http://red-lac-ee.org)

La realidad de nuestro país es que el tema fue abordado por el Estado Nacional en 1985, pero no fue inmune a las crisis políticas y económicas atravesadas. De esta primera época datan programas como el Programa de Incremento de la Eficiencia Energética y Productiva en la Pequeña y Mediana Empresa (PIEEP) desarrollado entre 1999 y 2005; y el Programa de Calidad de Artefactos Energéticos (PROCAE). En las tablas siguientes se resumen las políticas nacionales de eficiencia energética desde 1980 hasta la actualidad:

Año	Programa	Subprograma	Objetivo	Marco legal	Institución ejecutora
1985 - 1989	Programa de uso racional de la energía	Conservación de la energía	<ul style="list-style-type: none"> • Obtener mejoras en eficiencia energética en todos los sectores consumidores. 	Decreto 2247/85	Secretaría de Energía
		Sustitución de Combustibles	<ul style="list-style-type: none"> • Sustituir combustibles escasos, principalmente líquidos derivados del petróleo por otros más abundantes, como el gas natural o renovable como el etanol de biomasa. • Sustituir combustibles importados por nacionales. 		
		Evaluación, desarrollo y aplicación de nuevas fuentes de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Proveer de energía a regiones del país actualmente cadenciadas mediante la aplicación de tecnologías probadas. • Reemplazar, cuando ello sea factible y conveniente, el uso de combustibles fósiles por fuentes energéticas no convencionales. Mejorar la recuperación de combustibles fósiles de yacimientos agotados según las técnicas convencionales. 		

Tabla 1: Políticas de eficiencia energética en Argentina década del '80.

Fuente: Bourges, 2013.

Año	Programa	Objetivo	Marco legal	Institución ejecutora
1992 - 1999	Uso racional de la energía (URERA/UE)	• Definición de instrumentos técnicos, económicos y financieros que faciliten el uso eficiente de la electricidad en ciertas áreas prioritarias (hogares, iluminación pública, combustión en altos hornos, transporte, cogeneración, etc.)	-	Secretaría de Energía
1998 - 1999	Programa de Calidad de Artefactos Energéticos (PROCAEH)	• Reducir el consumo general de energía eléctrica mediante la utilización de artefactos eléctricos más eficientes mediante un sistema de etiquetado.	-	Secretaría de Energía; Secretaría de Industria, Comercio y Minería
1999 - 2006	Programa de Incremento de la Eficiencia Energética y Productiva en la PyME Argentina (PIEEP).	• Mejorar las condiciones de competitividad de la pequeña y mediana empresa Argentina promoviendo la implantación de la Gestión Energética, Productiva y Ambiental, en las plantas industriales y empresas de servicios del sector PyME.	-	Secretaría de Energía Agencia Alemana de cooperación técnica (GTZ) ⁴

Tabla 2: Políticas de eficiencia energética en Argentina década del '90.

Fuente: Bourges, 2013.

Como se puede observar, recién el 2007 con la sanción del decreto 140/2007 (Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía – PRONUREE), se declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, así como también se la caracteriza como una actividad *permanente e imprescindible* de la política energética.

El organismo de ejecución del Programa es la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal.

El Anexo I del Decreto detalla los sectores de la demanda destinatarios del Programa y describe las acciones a desarrollar, con resultados previstos para el corto y para el mediano y largo plazo.

El Anexo II establece los lineamientos al que deberá ajustarse el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROUREE) en todos los edificios públicos de todos los organismos del Poder Ejecutivo Nacional (PEN).

4 GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit), actualmente GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) www.giz.de.

Año	Programa	Subprograma	Objetivo	Marco legal	Institución ejecutora
2003	Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en Edificios Públicos (PAyEEP)		<ul style="list-style-type: none"> • Reducir el consumo general de energía en los edificios de la Administración Pública Nacional. Más información en : http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?id pagina=3468 		Secretaría de Energía
2004	Programa de uso racional de la energía eléctrica (PURE)	Usuarios residenciales y comerciales	<ul style="list-style-type: none"> • Alentar a los usuarios residenciales y comerciales para que reduzcan o no aumenten el consumo de gas natural y energía eléctrica con relación a sus consumos de iguales períodos del año 2003, con el fin de disponer de mayores excedentes de gas natural para su utilización en actividades de tipo industrial. 	Resolución Nº 415/2004	Secretaría de Energía; ENRE; ENARGAS
2005	Programa de uso racional de la energía eléctrica (PUREE)	Grandes usuarios	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica a Grandes Usuarios que ingresen al MEM a partir del 1º de agosto de 2005 (GU) 	Resolución SE Nº 931/2005	Secretaría de Energía; ENRE
2007 - sin vencimiento	Programa de uso racional y eficiente de la energía eléctrica (PRONURE)	Programa de uso racional y eficiente de la energía (PRONURE)	<ul style="list-style-type: none"> • Contribuir y mejorar la eficiencia energética de todos los sectores consumidores de energía. 	Decreto Nº 140/2007	Secretaría de Energía
				Anexo I	
		Programa de uso racional y eficiente de la energía en edificios públicos (PROUREE)	<ul style="list-style-type: none"> • Contribuir y mejorar la eficiencia energética de los edificios de la Administración Pública Nacional. 	Decreto Nº 140/2007	Jefatura de gabinete de Ministros
				Anexo II	
2008	-	-	<ul style="list-style-type: none"> • Prohibición de importación y comercialización lámparas incandescentes. 	Ley 26.473 Decreto 2060/2010	
2009 - 2015	Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina 16	Componente I	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo del Fondo de Eficiencia Energética 	Decreto Nº 1253/2009	Secretaría de Energía
		Componente II	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de un Programa de EE en empresas distribuidoras de energía eléctrica 	-	
		Componente III	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecimiento de Capacidades en EE y gestión del Proyecto 	-	

Tabla 3: Políticas de eficiencia energética en Argentina desde el año 2000.

Fuente: Bourges, 2013.

En el caso de la provincia de Córdoba, el panorama no era más alentador, ya que no se contaba con un marco político-institucional para abordar esta temática. Un ejemplo de lo que se venía haciendo es el Proyecto de Eficiencia Energética de EPEC, que “busca desarrollar el mercado de eficiencia energética en la provincia de Córdoba con el objetivo de aportar a la calidad de vida de la comunidad, disminuir emisiones de gases que afectan la capa de ozono y, al mismo tiempo, anticipar respuestas ante eventuales crisis energéticas. Implementado desde el año 2002, constituye un marco general para la implementación de conjunto de acciones que trabajan ese objetivo desde distintos ángulos, englobadas en tres áreas de actividad (algunas de las cuales ya se encuentran en desarrollo)”.⁵

¿Qué podemos hacer en nuestra provincia?

El escenario optimista indica que tenemos mucho potencial ya que es poco lo que se ha hecho en forma sistemática y sostenida hasta ahora, por lo que cualquier medida que se tome debería tener un impacto casi inmediato.

Los antecedentes indican, entre otras acciones, la adhesión de EPEC al PRONUREE alumbrado público y cambio de lámparas incandescente, el convenio INTI-UIC (Unión Industrial de Córdoba), el programa del Colegio de Arquitectos de Córdoba de etiquetado de viviendas, cursos y charlas organizadas por diferentes actores (Colegio de Ingenieros Especialistas (CIEC), Asociación Profesional de Ingenieros Especialistas (APIE), etc.

La creación de la Secretaría de Desarrollo Energético (dependencia del Ministerio de Ambiente, Agua y Energía) y la promulgación de Programa Provincial de Eficiencia Energética (ProPEE, Decreto 36/2012, septiembre de 2012) marcan a las claras un cambio de rumbo en la importancia que se le asignará a la eficiencia energética en nuestra provincia.

El ProPEE se plantea como objetivos generales:

- Fomentar de manera permanente el uso responsable y eficiente de la energía.
- Incrementar la disponibilidad de energía en la provincia.
- Disminuir el costo final de la energía consumida, mediante la mejora de los equipos y de su utilización.
- Aportar a la sustentabilidad en el largo plazo del sector energético.

5 Véase: http://www.epec.com.ar/eficiencia-eficiencia_epec-planAhorro-antecedentes.html

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, por economía de consumo y sustitución de combustibles fósiles.

Mediante la aplicación del Programa se busca dentro de los próximos cuatro años una disminución del consumo de energía eléctrica del 8% sobre la energía anual requerida en toda la provincia dentro de los próximos 4 años.

El Programa plantea acciones específicas sobre las siguientes áreas:

1. Educación
2. Distribuidoras de energía
3. Alumbrado y semaforización
4. Industria
5. Comercio y servicios
6. Organismos públicos
7. Edificios
8. Cogeneración proveniente de fuentes renovables

El programa se completa con los siguientes temas:

1. Etiquetado de eficiencia energética
2. Regulación de la eficiencia energética
3. Fondo Córdoba de eficiencia energética
4. Consejo de uso eficiente de la energía
5. Difusión, capacitación, promoción, premio estímulo
6. Organismos y entidades convocadas

Camino a recorrer

Un buen punto de inicio sería aprender de la experiencia de otros países y regiones que superaron con éxito situaciones similares. Esto permitirá capitalizar experiencias positivas y evitar pérdidas de tiempo y recursos con medidas de probada ineficiencia.

En este sentido, es muy vasta la bibliografía provista por organismos gubernamentales y organizaciones internacionales.

La CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) realizó en 2009 un estudio donde recogió el siguiente conjunto de lecciones aprendidas después de evaluar los programas de eficiencia energética de todos los países de la región:

- Para el logro de resultados concretos en materia de uso racional y eficiente de la energía debe haber instituciones que diseñan, implantan y operan programas en forma estable y continua.
- El potencial de ahorro de energía sigue siendo alto. En general, un 20-25% del consumo energético puede ser evitado con medidas de rápido repago.
- Las señales de políticas han sido insuficientes para inducir conductas y acciones de ahorro energético en los usuarios.
- Se deben reforzar las instituciones que ya estén operando antes que crear nuevas (“*capacity-building*”).
- Se debe promover el desarrollo de capacidades institucionales descentralizadas para el desarrollo de programas de eficiencia energética (estados o provincias, municipios).
- Se debe mejorar la articulación del financiamiento privado con las oportunidades de ahorro de energía.
- Se debe aumentar el esfuerzo de capacitación, entrenamiento e información al público.
- La implementación de normas y estándares de eficiencia ha aumentado el potencial de ahorro, proveyendo información al consumidor.
- Como promedio, aún el 75% de los refrigeradores instalados tiene eficiencias del orden de la mitad de los que están entrando al mercado. Existe un elevado potencial de ahorro en la sustitución.
- En cogeneración de energía para industrias y grandes instalaciones del sector terciario, hay un gran potencial que no se ha aprovechado aún porque la regulación no es favorable.
- Los programas nacionales de Eficiencia Energética requieren establecer mecanismos financieros diseñados específicamente para responder y coordinar la enorme cantidad de decisiones de inversión que involucran estos programas.
- Hay que saber cuantificar las oportunidades, sin que cueste más cuantificarlas que aprovecharlas...
- Se comprueba ausencia y/o debilidad en marcos regulatorios.
- Faltan estrategias de educación, sensibilización y promoción (autoridades, sector educativo, empresas, usuarios).

- Es reducida la cantidad de personal técnico nacional/regional dedicado a las actividades relacionadas con eficiencia energética.
- Falta financiamiento para la creación de equipos y el desarrollo de proyectos.
- Falta de desarrollo del mercado para empresas de servicios energéticos.
- Es escaso el involucramiento de las empresas proveedoras eléctricas y de combustibles.
- Faltan programas de fortalecimiento institucional.
- Eficiencia desde el lado de la oferta, comprobada: con la apertura del sector se incentivó la competencia y se redujeron drásticamente los consumos específicos.

En el mismo sentido, el WEC (*World Energy Council*) realizó un pormenorizado estudio mediante una encuesta a 88 países también en 2009 (34 de Europa, 15 de América entre los que se encuentra Argentina, 17 de Asia y Pacífico, 15 de África y 7 del Medio Este). Los resultados están disponibles en el informe “Eficiencia Energética: una receta para el éxito”. La encuesta tuvo en cuenta aspectos institucionales, como así también medidas financieras y regulaciones.

Sin duda estas conclusiones son muy valiosas a la hora de implementar nuevas acciones o de generar el marco propicio para lograr los objetivos buscados.

El siguiente paso sería fortalecer y articular las capacidades existentes tanto en la formación de recursos humanos propios como en la comercialización de productos de producción local energéticamente eficientes.

Por último, es necesaria la ejecución de programas consistentes, perdurables y sostenibles en el tiempo. Esto se presenta como un aspecto clave, ya que para lograr resultados perdurables en el tiempo se debe conseguir que el tema se convierta en verdadera política de Estado.

Los programas deben estar orientados a los tres grandes grupos de usuarios: residencial, sector público y sector industrial y cuyos ejes centrales deberían contemplar:

- Promover el cambio de hábitos de consumo a través de campañas de concientización, formación y entrenamiento (*sector residencial*).

- Propiciar el establecimiento de marcos regulatorios apropiados y consolidar los que hoy están en vigencia, como es el caso del etiquetado energético de artefactos (heladeras, lámparas, motores eléctricos, aire acondicionado, etc.).⁶

En este sentido, la siguiente tabla muestra el estado de avance en el país:

Norma IRAM	Título	E/G	Estado de situación
2404-3	Aparatos de Refrigeración doméstica	E	Emitida y obligatoria
62404-1	Lámparas eléctricas para iluminación general. Parte 1: Lámparas incandescentes	E	Emitida y obligatoria
62404-2	Lámparas eléctricas para iluminación general. Parte 2: Lámparas fluorescentes	E	Emitida y obligatoria
62406	Acondicionadores de Aire	E	Emitida y obligatoria
62405	Motores eléctricos de inducción trifásicos	E	Emitida
2141-3	Lavarropas eléctricos de uso doméstico	E	Emitida y obligatoria
11900	Etiqueta de eficiencia energética de calefacción para edificios . Clasificación según la transmitancia térmica de la envolvente .	E	Emitida
62407	Balastos para lámparas fluorescentes	E	Emitida
62301	Medición del consumo de energía en modo en espera (<i>Stand by</i>)	E	Emitida
62408	Etiquetado de eficiencia energética para bombas centrífugas	E	Emitida
62410	Etiquetado de eficiencia energética para calentadores de agua eléctricos , de acumulación para uso doméstico	E	Emitida
62411	Etiquetado de eficiencia energética en receptores de televisión en modo encendido	E	Emitida
19050-1	Artefactos de cocción a gas: anafes, hornos	G	Emitida
19050-2	Artefactos a gas de producción instantánea de agua caliente (calefones) para uso doméstico.	G	En estudio
19050-3	Etiquetado de eficiencia energética en aparatos a gas. Parte 3: Artefactos de calentamiento de agua .	G	En estudio

Actualización: octubre 2012

G: Artefactos a gas

E: Artefactos eléctricos

Actualización: **Octubre 2012**

Tabla 4: Estado de situación normativa eficiencia energética en Argentina.
Fuente: Secretaria de Energía de la Nación.

6 Véase: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3445>

Tal como ya han hecho otros países, la Argentina sigue en el camino de instalar el etiquetado energético de edificios en todo su territorio. Por eso, desde el 19 de mayo de 2010 está en vigencia la norma IRAM 11900, por la que los nuevos edificios que se construyan en el país deben contar con una etiqueta normalizada que informe el grado de aislación de sus paredes y techos, lo que a su vez determinará la eficiencia de su calefacción. En el mismo sentido, el 15 de septiembre de 2011 la Secretaria de Energía de la Nación lanzó en versión de prueba una aplicación⁷ de Internet para profesionales que calcula los parámetros de la “Etiqueta de eficiencia energética de calefacción para edificios”, tal como requiere la norma del Instituto de Racionalización de Materiales.

- Poner en marcha programas de ahorro y eficiencia energética en el *sector público*. A nivel nacional existe el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía en Edificios Públicos (PROUREE)⁸. Su desarrollo puede generar en el resto de los sectores un efecto multiplicador de impacto significativo (implantación de buenas prácticas, especificaciones técnicas para la compra de equipos más eficientes, formación de personal, esquemas de mantenimiento, gestión informatizada de la demanda, etc.).
- Poner en marcha programas de asistencia técnica y consultoría para PyMES.
- Diseñar y ejecutar esquemas de financiamiento destinados a promocionar la eficiencia energética en la *industria*. A nivel nacional se desarrolló la primera etapa de diagnósticos energéticos en 25 empresas industriales de varios sectores y regiones del país en un programa que prevé 300 diagnósticos.⁹

En el proyecto piloto participaron firmas de los sectores textil, plástico, metalúrgico, frigorífico, de alimentos balanceados, lácteos, laboratorios biológicos, ladrillero y cerámico, de diversas regiones como Catamarca, Entre Ríos, Santa Fe, Buenos Aires y Capital Federal. Los ahorros logrados fueron de entre 2,1 y 8,7% para inversiones nulas o bajas; de 1,5 a 1,8% para inversiones medias, y de 4,9%

7 Véase: <http://energia3.mecon.gov.ar/aplicativoweb-iram11900/login.php>.

8 Véase: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3468>.

9 Véase: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3243>.

para las más elevadas. Los mejores resultados, sin embargo, se consiguieron en las empresas que utilizan sistemas de vapor. En algunos casos el calentamiento de agua se propone que sea reemplazado por un sistema solar térmico. En estos casos los ahorros conseguidos fueron de 0,9 a 7% para las inversiones menores; de 32,4% para las medias, y de 1,6 a 6,4% para las inversiones más altas.

3. Capacidad de producción y/o ejecución en nuestra provincia y en nuestro país (“Compre y desarrolle” Córdoba-Argentina, posibilidad de evolución de producción de las partes o el todo)

Uno de los principales obstáculos a sortear es la falta de recursos humanos especializados en el tema. El desarrollo de capacitación técnica (cursos cortos), de educación formal (maestrías o especialidades) y de empresas locales para auditorías energéticas tendrá que estar en las agendas del Estado (provincial y municipal), de los centros educativos públicos y privados, de las asociaciones y de los empresarios.

La Unión Industrial de Córdoba, a través del Departamento de Energía, junto con el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) y el apoyo de la Secretaría de Desarrollo Energético y la Secretaría de Industria del Gobierno de la Provincia de Córdoba crearon para las PyMEs locales el Programa “Gestión de la Eficiencia Energética en la Industria” (octubre de 2012). El programa completo contempla tres etapas:

- Primera etapa (Año 2012): 6 Talleres y Seminarios temáticos;
- Segunda etapa (Año 2013): Formación y Especialización de técnicos / Certificación de aptitud técnica y;
- Tercera etapa: Desarrollo de proyectos piloto/demostrativos en un conjunto de 20 a 30 PyMEs.

Otra institución que se puso en marcha fue el Colegio de Arquitectos de la Provincia de Córdoba. En la primera etapa denominada “de prueba”, comenzará a etiquetar edificios para conocer la eficiencia en el consumo de agua, energía y otras variables a lo largo de tres años. Este sistema colocado en edificios ya construidos sirve para orientar las mejoras y calcular el costo de inversión para esas mejoras.

El estudio comparó unas 20 etiquetas de otras partes del mundo y analizó la comunicabilidad de cada una.

4. Costo de las inversiones

Estudios de Potencial

Los estudios de potencial varían según el objetivo buscado, el tiempo y los fondos disponibles para realizar los estudios.

Estos estudios pueden ser realizados por organismos del Estado, por unidades académicas, por empresas especializadas o por los mismos usuarios finales.

Podemos distinguir cuatro tipos de estudios de potencial: técnico, económico, alcanzable y de un programa.

- El estudio de potencial técnico refleja la cantidad máxima teórica de ahorro sin tener en cuenta restricciones no tecnológicas, como la conveniencia económica y la voluntad de las personas de implementar las acciones necesarias.
- Los estudios de potencial económico tienen por objetivo determinar si es más rentable contratar más energía o invertir en programas de ahorro.

Los dos estudios anteriores asumen condiciones ideales (implementación inmediata, sin gastos de *marketing* ni de gestión).

- El estudio de potencial alcanzable estudia la porción de energía que la eficiencia energética puede desplazar en forma más realista. Tiene en cuenta barreras de implementación como la necesidad de convencer a los usuarios de adoptar las medidas de eficiencia energética, los costos de mantener los programas y la habilidad para mantener la continuidad de los programas en el tiempo.
- Por último, el estudio de potencial de un programa define el verdadero ahorro alcanzable teniendo en cuenta las herramientas de financiación y el diseño del programa.

Ejemplo de estos tipos de estudio se pueden ver en la tabla siguiente:

Área	Autor	Año	Tipo de estudio	Reducción total de gas (Como % de ventas)	Años estimados para alcanzar los ahorros potenciales
California	ACEEE	2003	Técnico	35%	20
			Económico	21%	
			Máximo alcanzable	9%	
Georgia	ICF	2000	Técnico	9%	5
			Económico	11%	
			Máximo alcanzable	1.8 – 5.5%	
Iowa	ORNL	2001	Máximo alcanzable	3.7%	15
Midwest	ACEEE	2003	Máximo alcanzable	9.3%	20
Midwest	Quantec	2005	Técnico	46.6%	20
			Máximo alcanzable	25.2%	
New York	OIE/VEI/ACEEE	2002	Económico	28%	5
			Máximo alcanzable	1.5%	
Utha	GDS/Quantum	2004	Técnico	38%	10
			Máximo alcanzable	20%	

Tabla 5: Ejemplo de estudios de potencial.
Fuente: EPA (Environmental Protection Agency), USA.

5. Evaluación de posibilidades de líneas de financiamiento

Si bien los proyectos de eficiencia energética permiten alcanzar ahorros en las facturas de energía (eléctrica, gas, combustibles líquidos, etc.), lo cierto es que por lo general las inversiones iniciales son difíciles de afrontar. Ya sea para realizar las auditorías o posteriormente para implementar las recomendaciones (comprar equipamiento más eficiente, por ejemplo) es necesario contar con algún tipo de financiamiento.

Este financiamiento puede provenir de la banca privada, de organismos de crédito internacionales o de algún nivel del Estado (nacional, provincial, municipal o comunal).

Veamos algunos ejemplos de financiamiento en nuestro país:
La República Argentina recibió una donación del FMAM

(Fondo para el Medio Ambiente Mundial) de US\$15,155 millones¹⁰ (número TF092377, aprobado por decreto N° 1253/09). El objetivo de este proyecto es aumentar la eficiencia del uso de la energía mediante la promoción de un mercado sostenible y en expansión que ofrezca servicios y equipos destinados a alcanzar la eficiencia energética en el país. El proyecto consta de tres componentes: el establecimiento del Fondo para la eficiencia energética de Argentina y un mecanismo de donaciones conexo para financiar la tramitación de una cartera de proyectos; la formulación de un programa sobre eficiencia energética de los servicios públicos centrado en la iluminación eficiente y el fortalecimiento de la capacidad en la esfera de la eficiencia energética, además de respaldo para la gestión de los proyectos.

La Secretaría de Energía de la Nación está a cargo del desarrollando del proyecto.

Entre los llamados a licitación que ya se han realizado se tienen: Servicios de Consultoría para la Ejecución de Diagnósticos Energéticos en Industrias – Experiencia Piloto (año 2010); Servicios de Consultoría para el desarrollo y la implementación de una Campaña de Difusión y Concientización sobre el uso racional y eficiente de la energía (año 2011); Servicios de Consultoría para desarrollo y elaboración de un sistema informático para el almacenamiento y análisis de datos del Mercado de Equipos y/o Artefactos Consumidores de Energía (año 2012), Servicios de Consultoría para la preparación del marco ambiental para el Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina (año 2012) y el llamado en curso Servicios de Consultoría para el desarrollo y la implementación de una Campaña de Difusión y Concientización sobre el uso responsable y eficiente de la energía 2013.

El “PRONUREE - Alumbrado Público”¹¹ (Anexo I, 2.7 del decreto) es un subprograma que promueve el uso eficiente de la energía en los sistemas de alumbrado público existentes en todo el territorio de la República Argentina.

El artículo 3° de la norma citada instruye a la Secretaría de Energía (SE), dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFISyS) a implementar dicho programa, y el artículo 3.4 del Anexo II de la Resolución 24/2008 del mismo MPFISyS (“Reglamento General del Programa Nacional de Uso Racio-

10 Véase: <http://documents.worldbank.org/curated/en/2009/10/11374230/gef-grant-tf092377-conformed>.

11 Véase: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3102>.

nal y Eficiente de la Energía (PRONUREE)”) le asigna el rango de “Unidad Ejecutora”.

Asimismo, el artículo 3.5 del citado reglamento designa a la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) como “Unidad de Seguimiento y Control”. Concretamente, en este programa, el Gobierno nacional subsidia el reemplazo de artefactos y lámparas (incandescentes, mezcladoras y mercurio) por sodio de alta presión en aquellos municipios que adhieran al PRONUREE. El Municipio afronta los gastos de mano de obra del retiro de los equipos viejos e instalación de nuevos. Están obligados a reinvertir el ahorro económico que logren en el primer año de implementación en proyectos de eficiencia energética (semáforos a led, iluminación eficiente de plazas y parques), etc.

Existen alternativas para financiar proyectos de energía limpia, que tengan posibilidades de calificar para la emisión de certificados de reducción de emisiones de carbono (CER). Estos recursos financieros están disponibles para proyectos en la fase de planeación hasta para aquellos que están certificados y que necesitan un apoyo financiero. El Programa Especial de Financiamiento para Proyectos de Energía Limpia, Alternativa y Eficiencia Energética “PROPEL”¹², tiene disponible recursos de CAF (Banco de Desarrollo de América Latina) para proyectos que cumplan con los siguientes requisitos:

- Proyecto de energía limpia, alternativa o de eficiencia energética en un país accionista de CAF.
- Capacidad de generar certificados de reducción de emisiones de carbono (CERs).
- Costo total del proyecto mayor a USD\$ 3 millones y menor a USD\$ 30 millones.
- Monto a financiar entre USD\$ 2 millones y USD\$ 15 millones.
- Tecnología de uso comprobado o riesgo de tecnología limitado o con posibilidad de ser mitigado.

Los tipos de proyectos que busca financiar PROPEL, son los siguientes:

- Energías limpias y alternativas, con énfasis en energía eólica, geotérmica, hidroeléctricas de pequeña escala, biomasa y biogás, entre otros.

12 Véase: <http://www.caf.com/view/index.asp?ms=19&pageMs=73256>.

- Sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables o menos intensivas en carbono.
- Captura y uso de metano para fines energéticos en plantas de tratamiento de aguas residuales, industriales y urbanos o rellenos sanitarios.
- Disminución de fugas de metano en proyectos de minería, petróleo y gas.
- Esquemas de eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía.

IFC (*International Finance Corporation*)¹³, miembro del Grupo del Banco Mundial, es una institución internacional de desarrollo que centra su labor exclusivamente en el sector privado de los países en desarrollo. Tiene entre sus prioridades estratégicas abordar el cambio climático y velar por la sostenibilidad ambiental y social. En este marco provee también financiamiento para proyectos de eficiencia energética.

El mismo PROPEE establece la creación del Fondo Córdoba de Eficiencia Energética.

Bibliografía

- BOURGES, C. (2013), "Política Nacional de Eficiencia Energética". Diplomatura en Economía de la Energía y Planificación IAE – COPIME.
- WORLD ENERGY COUNCIL (2008), "Energy Efficiency Policies around the World: Review and Evaluation".
- (2010), "Energy Efficiency: A Recipe for Success".
- (2012), "World Energy Trilemma: Time to get real – the case for sustainable energy policy Executive Summary".
- NATIONAL ACTION PLAN FOR ENERGY EFFICIENCY (2007), "Guide for Conducting Energy Efficiency Potential Studies". Prepared by Philip Mosenthal and Jeffrey Loiter, Optimal Energy, Inc. [Online: www.epa.gov/eeactionplan].
- (2007), "Guide to Resource Planning with Energy Efficiency". Prepared by Snuller Price et al., Energy and Environmental Economics, Inc. [Online: www.epa.gov/eeactionplan].

13 Véase: <http://www1.ifc.org>.

Sitios Web de referencia:

ACEEE American Council for an Energy-Efficient Economy
(ACEEE): www.aceee.org

ICF International: www.icfi.com

ORNL Oak Ridge National Laboratory: www.ornl.org

Quantec: www.quantec.co.za:

Quantum Gas & Power: <http://www.quantumgas.com>

HACIA UN APROVECHAMIENTO ÓPTIMO DE LAS ENERGÍAS SUSTENTABLES: VECTORES ENERGÉTICOS

[TOWARDS THE OPTIMAL USE OF SUSTAINABLE ENERGY: ENERGY CARRIERS]

*Ezequiel Pedro Leiva
Carlos Ramiro Rodríguez*

Resumen

Existe un amplio consenso actual sobre un *desarrollo sustentable*, tal que satisfaga las necesidades del presente, sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas. Así, el uso de la energía es sustentable si la suficiencia y permanencia de la disponibilidad de un dado recurso energético está asegurada y si el impacto ambiental sobre la naturaleza generada por su abastecimiento, transporte y uso es limitado.

Entre las energías sustentables podemos enumerar principalmente: solar, eólica, geotérmica, biomasa e hidráulica. No obstante ello, todas las fuentes de energía, sustentables o no, necesitan en general de un vector energético para su aprovechamiento, consistente en sustancias o dispositivos que almacenan energía para liberarla en forma controlada. Se pueden señalar tres grandes vectores energéticos: combustibles líquidos, electricidad (vía red o baterías) e hidrógeno, donde cada uno requiere de una infraestructura singular para su implementación. A los fines de analizar una potencial aplicación concreta, después de realizar una introducción a los conceptos arriba mencionados, se analiza la factibilidad del uso del hidrógeno como vector energético para el aprovechamiento de la energía eólica disponible en la provincia de Córdoba con fines del transporte vehicular y el uso de las baterías de ion-litio con análogos fines.

Palabras clave: Energías sustentables, Vectores energéticos, Hidrógeno, Baterías de ion-litio.

Abstract

There is now a broad consensus on sustainable development, such as to meet the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet theirs. Thus, the energy use is sustainable if the sufficiency and permanence of the availability of a given energy resource is assured and if the environmental impact on nature produced by the supply, transport and use is limited.

Among sustainable energies, we can list mainly solar, wind, geothermal, biomass and hydro. Nevertheless, all energy sources, sustainable or not, generally require an energy carrier for its use, consisting of substances or devices that store energy to release it in a controlled manner. We can point towards three energy carriers: liquid fuels, electricity (via network or batteries) and hydrogen, where each of them requires a unique infrastructure for implementation. For the purpose of analyzing a potential practical application, after making an introduction to the above concepts, we analyze feasibility of using hydrogen as an energy carrier for the use of wind energy available in the province of Córdoba transportation purposes of vehicular and the use of lithium-ion batteries with similar aims.

Keywords: Sustainable Energies, Energy Carriers, Hydrogen, Lithium-ion Batteries.

Introducción

Las cifras que describen el desarrollo humano en nuestro planeta son asombrosas. Cerca de 7.000 millones de seres humanos pueblan el planeta, residiendo más de la mitad de ellos en áreas urbanas, incluyendo 26 ciudades con población superior a los 10 millones de personas. Buena parte de estos seres humanos se movilizan en aproximadamente 850 millones de vehículos, en su mayoría propulsados por motores de combustión interna y alimentados por combustibles fósiles. Para tener una idea de esta magnitud, cabe destacar que si estos vehículos se alineasen formaría una cadena que cubriría más de 13 veces la distancia de la Tierra a la Luna.

Mundialmente se consumen 18 millones de barriles¹ de petróleo diarios en la propulsión de automóviles, los cuales emiten 7.4

¹ Un barril de petróleo equivale a 159 litros.

millones diarios (o 2.700 millones de toneladas de dióxido de carbono cada año), incrementándose así el contenido atmosférico de este gas que contribuye al Efecto Invernadero. Habida cuenta de la cantidad relativa de automóviles en nuestro país y en nuestra provincia, contribuimos a estas emisiones con cerca de 38 y 2 millones de toneladas de dióxido de carbono a nivel nacional y provincial respectivamente, cifras nada despreciables. A esto se suman las emisiones correspondientes a la generación de energía eléctrica, no tenidas en cuenta en el cálculo anterior.

En base a lo anterior, es válido analizar la posibilidad de encarar un crecimiento inteligente y sustentable de la planificación energética de nuestras ciudades.

Necesidad de un crecimiento inteligente y sustentable

¿Qué queremos decir con un crecimiento inteligente y sustentable? Por una parte, el concepto de *sustentabilidad* se refiere al *desarrollo sustentable*, que consiste en el desarrollo que satisface las necesidades del presente, sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas. En este contexto, el uso de la energía es sustentable si la suficiencia y permanencia de la disponibilidad de un recurso energético dado está asegurada y si el impacto ambiental sobre la naturaleza de su abastecimiento, transporte y uso es limitado. Al concepto anterior se le agrega el de sustentabilidad inteligente. Éste consiste en una estrategia sistémica que busca la mayor eficiencia de la *performance* del sistema completo, considerando no solamente el funcionamiento de los diferentes componentes y subsistemas, sino del sistema como un todo. Esto implica la utilización de una red de inteligencia distribuida, formando un sistema nervioso urbano, que permita el control de sistemas de energía urbanos a escala de grano fino, de alta respuesta y control en tiempo real.

Para ello, se debería empezar a integrar sistemas de la ciudad históricamente separados, tales como la administración de combustible, agua y aire, conversión de energía, servicios eléctricos de los edificios y movilidad, gestionando un sistema de control unificado.

Un paso en esta dirección es implementar el flujo eléctrico bidireccional, no solamente consumir de la red, sino aportar a la misma a través de paneles solares, turbinas eólicas, paquetes de baterías de los vehículos. Este flujo reverso debe medirse a intervalos finamente espaciados, de modo de ajustar el precio de venta a la red en forma prácticamente instantánea.

Durante el siglo XX se construyeron dos tipos de sistemas de conversión de energía, masivos pero inconexos: la flota de vehículos propulsados por combustibles fósiles y las redes eléctricas. Actualmente, esta situación está cambiando hacia una convergencia tecnológica de vehículos eléctricos y redes inteligentes. La maduración tecnológica en el mismo contexto de una de ellas será beneficiosa para la otra, lo cual facilitará el desarrollo integrado a gran escala.

Se deben crear mercados eléctricos que puedan responder con efectividad a las necesidades heterogéneamente distribuidas en el espacio y que varíen dinámicamente en el tiempo, que puedan mantener el abastecimiento y la demanda en equilibrio a través de una dinámica de precios en tiempo real. Debemos crear vehículos que estén alertas, de modo que puedan inteligentemente comprar y vender energía en estos mercados.

Abastecimiento de energías limpias e inteligentes

Por las razones mencionadas en la introducción, acerca de la dependencia global de los combustibles fósiles en los sistemas de abastecimiento de energía, tales como polución del aire local, emisión de gases de efecto invernadero, distribución geográfica heterogénea de las fuentes del recurso energético y horizonte (próximo) y limitado de duración, queda claro la no sustentabilidad de dichas fuentes. Aparecen entonces en el escenario las fuentes de energías sustentables, entre las que podemos enumerar principalmente la solar, la eólica, la geotérmica, la biomasa y la hidráulica. No obstante ello, todas las fuentes de energía sustentables o no necesitan en general de un vector energético (*energy carrier* en inglés) para su aprovechamiento. Éste consiste en sustancias o dispositivos que almacenan energía, de tal manera que ésta pueda liberarse posteriormente en forma controlada. A diferencia de las fuentes primarias, los vectores energéticos son productos manufacturados que requieren un proceso de elaboración. Se pueden señalar tres grandes vectores energéticos: combustibles líquidos, electricidad (vía red o baterías) e hidrógeno, donde cada uno requiere de una infraestructura singular para su implementación. En el caso de los primeros, se requiere de una infraestructura de refinerías, cañerías y reservorios para su almacenamiento móvil y estático. En los segundos se requiere de una infraestructura de generación, cables de transmisión y distribución, electrónica de potencia y control y otros dispositivos de almacenamiento a bordo. En los últimos, también se requiere de almacenamiento y transporte como líquido o gas, en forma similar al primer caso.

Carácter complementario de la electricidad y el hidrógeno

En el caso de la provisión de electricidad a los vehículos, la alternativa a las baterías es la combinación de hidrógeno almacenado, con celdas de combustible. Las baterías se cargan directamente usando electricidad, mientras que las celdas de combustible producen electricidad al ser alimentadas con hidrógeno (constituyendo una batería recargable). Al igual que la electricidad, el hidrógeno se puede producir de diferentes fuentes y ya que el hidrógeno se puede extraer del agua usando electricidad (en un proceso llamado *electrólisis*), cualquier paso de energía renovable a electricidad es también un paso renovable al hidrógeno. En este sentido, el hidrógeno y la electricidad se pueden ver como intercambiables o complementarios. Por supuesto, hay una pérdida de energía involucrada en el proceso de electrólisis, pero la ventaja es que un vehículo puede realizar un viaje de larga distancia con emisión cero y un corto tiempo de recarga de combustible. A medida que las tecnologías de las baterías y de las celdas de combustible avanzan, se hace claro que cada tecnología es importante para el éxito de la otra. Cada una brinda ventajas únicas al vehículo: las baterías ofrecen costos de operación bajos en términos de energía utilizada pero tiempos de recarga largos y baja densidad de energía, lo que limita la autonomía de desplazamiento del vehículo. Las celdas de combustible y el hidrógeno almacenado proveen mayor autonomía de desplazamiento y tiempo de recarga corto, pero requieren de una nueva infraestructura. Las baterías funcionan particularmente bien para pequeños vehículos eléctricos y las celdas de combustible a hidrógeno son atractivas para vehículos grandes de tamaño familiar. Tomadas juntas, las baterías y las celdas de combustible a hidrógeno pueden optimizar el uso de diversas fuentes de energía como soporte de variadas necesidades de transporte.

Las baterías de ion-litio

Importancia del litio desde el punto de vista económico.

Según un reporte de la consultora *Aben Resources Lld.*², el mercado mundial de celdas de ion-litio para autos eléctricos movió 32 millones de dólares en el 2009; aumentará en el 2015 a 21.800 millones de dólares y se cuadruplicará para el 2020 a 74.100 millones de dólares. De este modo, el volumen en dólares del mercado de baterías

² Véase: <http://www.abenresources.com/s/QwikReport.asp?IsPopup=Y&printVersion=now&XB09=361147>

de ion-litio se espera que crezca cerca de 2.300 veces en los próximos 11 años. La demanda de litio ha comenzado a superar su oferta debido a la oferta fija proveniente de las salmueras de América del Sur y la muy limitada existencia de recursos probada. Hay una fuerte creencia de que los precios del litio van a aumentar significativamente en los próximos años. La Argentina, Bolivia y Chile tienen el 85% de los recursos evaporíticos de Litio mundiales, el medio más barato de obtener litio. Con un 30% de este recurso para la Argentina, se está hablando de un volumen económico que se estima se encuentra entre el 1 y el 4% del PBI argentino y podría dar trabajo calificado a más de 50 mil personas. Bolivia es un país muy interesado en interactuar con Argentina para sus desarrollos, y ser uno de sus principales socios nos daría un valor agregado enorme.

Un automóvil moderno completo necesita entre 15 y 20 kilogramos de carbonato de litio. Considerando el parque automotor de Córdoba, con cerca de un millón de vehículos en circulación (Dirección General de Estadísticas y Censos, 2009), esto implicaría en el caso de una conversión completa una masa que oscila entre las 15.000 y las 20.000 toneladas de materia prima, una cifra nada despreciable. La batería de un auto eléctrico vale casi el 40% del precio del auto y deberá ser recambiada cada 4 a 6 años; esto muestra que producir baterías para autos es un negocio que no se agotará con el tiempo.

Estructura de las baterías de ion-litio

Actualmente escuchamos hablar mucho sobre estas baterías, veamos por qué son especiales.

Primero, cada batería está compuesta por unidades más pequeñas llamadas celdas. Cada celda está formada por un polo positivo, el cátodo, un polo negativo, el ánodo, un separador y el electrolito. Un "pack" de celdas forma una batería.

El material activo del cátodo está soportado sobre un colector de corriente de aluminio y el del ánodo sobre uno de cobre.

En las baterías que se usan actualmente, el material activo del cátodo está constituido por una sal que contiene Li y el ánodo está construido de grafito (una variedad del carbón). Ambos son compuestos de intercalación: es decir que poseen una estructura que permite la intercalación de los iones Li^+ . En su variante comercial más difundida en aplicaciones a pequeños dispositivos electrónicos, los óxidos del cátodo son sobre la base de Mn, Ni y Co. A fines de 1996, Padhi, Goodenough (Padhi, 1997: 1188-1194) y colaboradores identificaron

el fosfato de litio y hierro (LiFePO_4) como material para el cátodo de las baterías de ion-Li. Debido a su superioridad sobre otros materiales de cátodo en términos de costo, seguridad, estabilidad y rendimiento, el LiFePO_4 aparece como el más apropiado para las grandes baterías utilizadas por los automóviles eléctricos y otras aplicaciones de almacenamiento de energía. Entre ambos electrodos se encuentra el electrolito, responsable de transportar los iones Li del cátodo al ánodo y viceversa.

Una lámina porosa separa los dos electrodos (separador), a través de la cual fluyen los pequeños iones Li^+ y sirve para evitar que el ánodo y cátodo entren en contacto directo y se produzcan cortocircuitos en la celda.

Veamos qué ocurre en el proceso de carga de la batería:

En el estado descargado, las cargas positivas constituidas por los iones Li^+ se encuentran dentro del cátodo. Cuando se comienza a cargar la batería los iones Li^+ fluyen por el electrolito y pasan a través del separador, hacia la estructura laminar del grafito del ánodo, en donde se almacenan. De este modo, la batería está cargada. Cuando la batería se descarga, que es cuando se toma energía de la misma, los iones Li^+ fluyen nuevamente a través del electrolito y el separador, ahora desde el ánodo al cátodo y allí se insertan.

Al mismo tiempo los electrones salen del ánodo y circulan por un circuito externo para luego entrar en el cátodo. El proceso de descarga continúa hasta que la diferencia de potencial entre los dos electrodos se hace pequeña y debe reiniciarse el proceso de carga. Desde el punto de vista electrónico, la carga de las celdas de ion-Li requiere de un control de tensiones y corrientes para lo cual se debe tener lo que se conoce como un regulador de carga, que generalmente se encuentra incorporado a la batería. La carga debe realizarse en dos etapas: una fase galvanostática (corriente constante) y otra potencioestática (diferencia de potencial constante) o de nivelación. La razón de la existencia de estas dos etapas es que las celdas de ion-Li no deben nunca superar la tensión máxima nominal dado que existe el riesgo de explosión y destrucción total del dispositivo. Las cargas a corrientes inferiores son más beneficiosas para la duración de las celdas pero hay que contar con el aumento del tiempo de carga que, para algunas aplicaciones, puede ser problemático.

Un aspecto crítico de las baterías de ion-Li lo constituye su densidad de energía (expresada habitualmente en Wattshora/kilogramo), donde se entiende por esto la cantidad de energía que un ma-

terial dado puede almacenar por unidad de masa. En el caso de un vehículo, esto limita su autonomía. Para las baterías actuales, la densidad de energía se ubica en los 120 Wh/kg. Teniendo en cuenta que para mover un vehículo unos 100 km son necesarios unos 20 kWh, concluimos que para una autonomía de 100 km, que cubre ampliamente las necesidades medias de un usuario urbano, son necesarios unos 167 kg de batería. El otro aspecto clave lo constituye la densidad de potencia que se puede extraer del material (expresada habitualmente en Watts/kg), que resulta clave para la performance del vehículo. De todos modos, este último aspecto se puede en parte compensar con el empleo de supercapacitores o con una distribución mixta de baterías, que contemple algunas unidades de alta potencia.

Retornando al tema del contenido energético de las baterías, resulta interesante analizar algunas de las cantidades que emergerían en el caso de que su uso se hiciese masivo para el transporte urbano. Teniendo en cuenta un parque de un millón de vehículos, y la necesidad de emplear 1.5 kg de Li_2CO_3 por kWh de capacidad de batería, se concluye que se precisarían 30.000 toneladas de esta materia prima. En cuanto a la provisión de energía requerida para movilizar los vehículos, y sobre la base de un recorrido medio de 50 km diarios, se estiman entonces necesarios 10 GWh por día o 3.650 GWh por año. Como veremos más abajo, esta última cantidad representa el 1% de la energía eólica disponible en el Departamento de Río Cuarto.

Energía eólica e hidrógeno para el transporte de Córdoba

Para determinar el potencial de producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica eólica se deben analizar tres aspectos del sistema (Rodríguez, 2010: 5952-5956):

1. Evaluación del recurso eólico.
2. Análisis del costo de producción del hidrógeno vía electrólisis de agua.
3. Los requerimientos de energía anual para la producción de hidrógeno.

Para los valores actuales de costo del combustible líquido vehicular (del orden de los \$7-8 el litro), y teniendo en cuenta que 1 kg de hidrógeno se corresponde energéticamente con aproximadamente 4 litros de combustible líquido (Peretti, 2004), podemos concluir en una primera instancia que la producción de hidrógeno se

tornaría competitiva si el costo del hidrógeno se ubicara en los \$28-32/kg. Teniendo en cuenta que el consumo de un electrolizador relativamente eficiente se ubica en los 52,5 kWh/kg (Ivy Levene, 2005), se llega a la conclusión de que debería disponerse de un costo de la electricidad de cerca de 0,53-0,61 \$/kWh. Cabe destacar que en febrero de 2013, el precio del kWh en Córdoba se ubicaba entre \$0,76 y 0,94, sin subsidios del Estado y 0,44-0,55 \$/kWh con subsidio, para los escalones 1 y 2 de consumo respectivamente (EPEC, 2013).

Dado que la presente estimación cruda presenta visos optimistas, el primer desafío que se debe considerar es si existen en la provincia recursos eólicos como para generar la cantidad de hidrógeno requerida para la movilización del parque automotor existente. Los siguientes puntos a considerar son por supuesto la identificación de los sistemas económicos y técnicos para proveer de la energía renovable a las estaciones de recarga. Este último punto no es trivial, dado que en la provincia de Córdoba se consumen del orden de 2 mil millones de litros de combustible líquido valor del año 2008 (Secretaría de Energía, 2008), lo que energéticamente equivale a unas 500.000 toneladas de hidrógeno (que requieren unos 26.250 GWh de energía para producirlos). El consumo cordobés de combustible no es despreciable, si se tiene que el volumen arriba mencionado es aproximadamente 1/265 del consumo anual de gasolina en los Estados Unidos de Norteamérica en el año 2006 ($5,3 \times 10^{11}$ litros) (Patel, 2006).

Como se indicara anteriormente, el hidrógeno se genera a partir de la electrólisis del agua, lo que implica por ejemplo el pasaje de corriente en una solución electrolítica. En este capítulo se plantea la generación de la energía requerida para este proceso a partir de recursos eólicos. De este modo, es de importancia primaria el análisis de los tres puntos planteados más arriba. Se analizan además diferentes escenarios, tanto de consumo de hidrógeno puro, como de la mezcla GNC plus, donde este último combustible se suministra en una mezcla próxima al 20% en volumen con hidrógeno.

Metodología de evaluación del recurso eólico

El Centro Regional de Energía Eólica (CREE) en conjunto con la Subsecretaría de Infraestructuras y Programas, Ministerio de Obras y Servicios Públicos del Gobierno de la Provincia de Córdoba, trabajaron en el diseño de un mapa eólico, cuya información será empleada para esta estimación. Tal mapa provee información sobre la potencia eólica disponible en los diferentes lugares de la provincia. Como se

indicara en la introducción, la energía que puede obtenerse anualmente en una dada ubicación se puede calcular a partir de

$$E_{\text{anual}} = N_0 \int_{u=V_i}^{u=V} P(u)f(u)du \quad , \quad (1)$$

donde N_0 es el número de horas en un año (8765), $P(u)$ es la función de potencia del generador eólico utilizado $f(u)$ y es la función de distribución de velocidades de viento, que puede aproximarse usando la distribución de Weibull (Windpower, 2013). La integración se realiza entre los límites de velocidad del viento en el que la turbina eólica se encuentra operativa. A los fines del cálculo, las presentes estimaciones se realizaron considerando factores de ocupación de la turbina V-90 de 2 MW y 95 m de altura del eje, de la fábrica Vestas, con una potencia nominal instalada de 5 MW/km². Con este generador, se estimó cuanta energía anual (E_{anual}^i) se produce.

Se calcularon las áreas equipotenciales (A_i) dentro de cada departamento y se multiplicaron por la energía calculada anteriormente, suponiendo una densidad de 2.50 turbinas por kilómetro cuadrado. De este modo, cada región equipotencial del departamento, genera una cantidad de energía $E(A_i)$ igual a:

$$E(A_i) = E_{\text{anual}}^i A_i 2,50 \quad . \quad (2)$$

Así, la energía anual generada en un dado departamento será:

$$E_{\text{depto}} = \sum_i E(A_i), \quad (3)$$

donde el índice de la sumatoria contabiliza todos los tipos de área equipotencial de un departamento dado.

Para el cálculo de las áreas, se descontaron las reservas naturales y las zonas con pendientes mayores al 20% que no son adecuadas para la instalación de generadores eólicos.

Consumo de combustible en la provincia de Córdoba vs. generación de hidrógeno eólico

En base a información obtenida a partir de la Secretaría de Energía de la República Argentina y de Enargas, se realizó una estimación de la energía anual consumida en Córdoba por el transporte vehicular, realizando su conversión a kg de hidrógeno equivalente para tal propósito. Esta información se muestra en la Tabla 1.

El análisis realizado indica que serían necesarios $5,25 \times 10^8$ kg de hidrógeno para movilizar el parque automotor durante un año en la provincia de Córdoba. Considerando un electrolizador con una eficiencia del 75%, esto lleva a concluir que se requerirían 27.600 GWh de energía. Suponiendo un parque eólico con un factor de capacidad de 0,34, valor típico para vientos de clase 4, como los que se obtienen típicamente en la provincia de Córdoba será necesario contar con una potencia nominal instalada de 9.267 MW. Con una densidad de generadores como la arriba informada, entonces se concluye que una superficie de 1.853 km^2 (ca. $43 \text{ km} \times 43 \text{ km}$) podría proveer la energía anual necesaria para el transporte.

	Naftas [m ³]	GNC [m ³]	Gas Oil [m ³]
Comb. Fósil	514.807	$3,32 \times 10^8$	1.363.363
Conversión [kcal/kg] a [kcal/m ³]	$11300 \Rightarrow 8132610$	9300	$10700 \Rightarrow 7700790$
Equivalente en energía [kcal]	4.19×10^{12}	3.09×10^{12}	1.05×10^{13}
Equivalente [kg de H ₂]	1.24×10^8	9.12×10^7	3.10×10^8

Tabla 1. Estimación de la energía consumida en Córdoba por el transporte vehicular, realizando su conversión a kilogramos de hidrógeno equivalente para tal propósito.

Análisis del recurso eólico

Los resultados obtenidos del análisis se muestran en la Figura 1 y los mismos indican que existirían recursos eólicos considerables, superiores a 100 millones de MWh en ocho departamentos: General Roca, Roque Sáenz Peña, Unión, Marcos Juárez, Juárez Celman, San Justo, Río Primero y Río Cuarto; siendo este último el departamento con mayor energía anual disponible: $3,9 \times 10^8$ MWh/año.

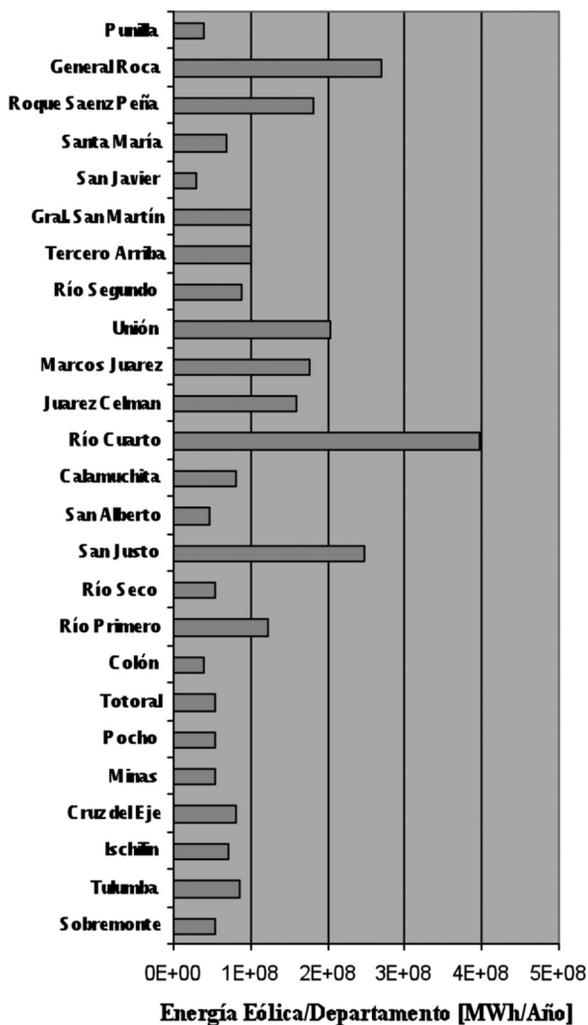


Figura 1. Energía eólica anual por departamento de la provincia de Córdoba.

Análisis de la producción de hidrógeno

A partir de los resultados del potencial de energía eólica analizados más arriba, se consideró su conversión en producción anual de hidrógeno. Los resultados se muestran en la Tabla 2.

Departamento	Energía por Departamento [MWh/año]	Producción de hidrógeno [kg/año]
Sobremonte	5,41E+07	1,03E+09
Tulumba	8,51E+07	1,62E+09
Ischilin	7,00E+07	1,33E+09
Cruz del Eje	8,14E+07	1,55E+09
Minas	5,49E+07	1,05E+09
Pocho	5,31E+07	1,01E+09
Totoral	5,29E+07	1,01E+09
Colón	3,88E+07	7,39E+08
Río Primero	1,24E+08	2,35E+09
Río Seco	5,33E+07	1,01E+09
San Justo	2,48E+08	4,73E+09
San Alberto	4,78E+07	9,10E+08
Calamuchita	8,06E+07	1,53E+09
Río Cuarto	3,98E+08	7,57E+09
Juarez Celman	1,61E+08	3,06E+09
Marcos Juárez	1,75E+08	3,34E+09
Unión	2,03E+08	3,86E+09
Río Segundo	8,91E+07	1,70E+09
Tercero Arriba	1,01E+08	1,92E+09
Gral. San Martín	1,02E+08	1,94E+09
San Javier	2,89E+07	5,50E+08
Santa María	6,78E+07	1,29E+09
Roque S. Peña	1,82E+08	3,46E+09
Punilla	2,68E+08	5,11E+09
General Roca	4,03E+07	7,67E+08

Tabla 2. Relación entre la energía eólica anual producida por departamento de la provincia de Córdoba y la producción de hidrógeno.

Del análisis de los resultados de la tabla 2 se observa que el departamento de Río Cuarto sería por sí solo capaz de suministrar *diez veces* la cantidad de hidrógeno requerida para la movilización del parque automotor en la provincia.

En base a estos resultados de disponibilidad energética, se propone la mezcla GNC plus, donde este último combustible se suministra en una mezcla próxima al 20% V/V con hidrógeno, como un combustible eficaz para la transición hacia el uso de hidrógeno puro

como combustible vehicular, ya que los cambios en la infraestructura actual del uso de GNC serían mínimos, considerando que pueden conformarse estaciones de servicio modulares sin la necesidad de utilización de gasoductos en zonas donde la distancia y la demanda no justifican tal inversión, como ocurre actualmente en localidades del sur de la provincia de Córdoba³.

Análisis del costo del hidrógeno a partir de electrólisis

El análisis previo muestra que existen recursos suficientes para generar combustible para alimentar el transporte a partir de potencia eólica. Sin embargo, este estudio no cuantifica cuánto cuesta la producción de hidrógeno a partir de electricidad renovable. Con el objeto de determinar este costo se necesita aplicar otro análisis y metodología.

Análisis de contorno

En analogía con lo realizado en la literatura (Ivy Levene, 2005), consideraremos el efecto del precio de la electricidad sobre el costo del hidrógeno, teniendo en cuenta los electrolizadores de diferentes compañías, cuyo requerimiento energético para producir hidrógeno está entre 54 y 67 kWh/kg. Si definimos como eficiencia del electrolizador al cociente entre el poder calorífico superior del hidrógeno (39 kWh/kg) y el consumo energético del mismo, los números mencionados corresponden a eficiencias entre el 58 y el 72%. Las curvas se muestran en la Figura 2.

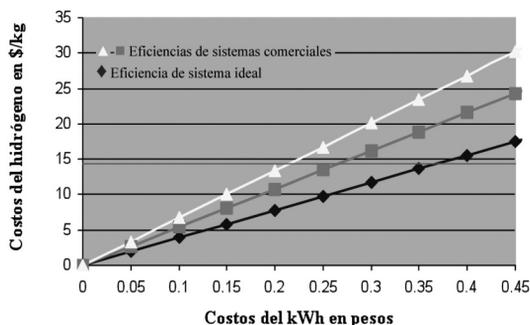


Figura 2. Costos de hidrógeno vía electrólisis calculados a partir de los costos de electricidad solamente. No se han tenido en cuenta costos de capital, de operación ni de mantenimiento.

3 Véase Galileo: http://www.galileoar.com/2005/castellano/gasoducto/cordoba_01.htm

Del análisis de los datos de la Figura 2 se puede concluir que a partir del empleo de electrolizadores con un requerimiento energético de 54 a 67 kWh/kg el costo de la electricidad debe ser menor que 44-50 centavos de peso para producir hidrógeno a un costo menor que los 30 pesos. Para un sistema ideal operando al 100% de eficiencia, el costo de la electricidad debe ser menor que los 76 centavos de peso. Estos resultados muestran que existe un límite para el mejoramiento del costo del hidrógeno según incremente la eficiencia del electrolizador, dado que termodinámicamente los electrolizadores no pueden ser más eficientes que la línea ideal mostrada en la Figura 2.

Análisis del flujo de efectivo descontado

En adición al análisis de contorno del costo de la electricidad, se utilizó un análisis de flujo de efectivo descontado para determinar el costo de producción de hidrógeno vía electrólisis. Para ello se utilizó como herramienta el **modelo H2A** del Departamento de Energía de Estados Unidos (*US Department of Energy, 2010*), diseñado para la producción central de hidrógeno. Los parámetros clave utilizados en este análisis se muestran en la Tabla 2.

Parámetros	Valores Supuestos
Parámetros de procesos	
Alimentación primaria	Electricidad y agua
Electricidad	Eólica
Tecnología de conversión	Electrólisis
%Pureza del hidrógeno	99,8
Consumo de electricidad	52,5 [kWh/kg]

Tabla 2. Parámetros utilizados en el análisis del flujo de efectivo descontado para determinar el costo de producción de hidrógeno vía electrólisis.

El análisis de la Figura 2 mostró que el costo de la electricidad es una contribución fundamental al costo de producción de hidrógeno electrolítico. De modo que para realizar el análisis con el modelo H2A, previamente se utilizó el Software de *Análisis de Proyectos de Energía*

Limpia RETScreen (RETScreen, 2013), que es una herramienta de apoyo para la toma de decisiones, desarrollada para evaluar la producción de energía y ahorros, costos de ciclo de vida, reducción de emisiones, aspectos financieros y de riesgo de varios tipos de tecnologías de energía eficiente y renovables. Con la ayuda de este programa se determinó el costo umbral del MWh de energía eólica (Valor Presente Neto nulo) de modo que a partir del mismo el proyecto de instalación del parque sea rentable, esto es 27,59 [US\$/MWh]. Los parámetros financieros utilizados en el modelo fueron: tasa de inflación: 18%, tasa de descuento: 18%, tasa de interés: 6%.

En la Tabla 3 se muestran los resultados del uso secuencial de ambos modelos enunciados anteriormente, donde se registró el cambio del costo del hidrógeno en función del costo de la energía eléctrica.

El costo del hidrógeno se informa en dólares y en pesos y también se compara con el costo equivalente en energía de 1 litro de nafta, en pesos. Recordando que la producción de hidrógeno se tornaría competitiva con un costo del hidrógeno ubicado entre los \$28-32/kg, como se mencionó anteriormente, se concluye del análisis de la Tabla 3 que esta situación comienza a ser factible con un costo de la energía eléctrica de 60 US\$/MWh, los que comparados con el costo de 70 US\$/MWh de energía eléctrica convencional resultan en una opción conveniente y atractiva para la producción de hidrógeno vía energía eólica.

Costo de la electricidad eólica [US\$/MWh]	Costo del H₂ [US\$/kg]	Costo del H₂ [\$/kg]	Costo equivalente H₂ = Litro de nafta [\$/]
27,59	3,10	15,73	3,93
40,00	3,80	19,29	4,82
60,00	4,94	25,07	6,27
80,00	6,08	30,86	7,71
100,00	7,21	36,59	9,15

Tabla 3. Costo del hidrógeno (en dólares y pesos) en función del costo de la energía eléctrica, usando los modelos H2A y RETscreen, respectivamente. Se compara el costo del hidrógeno con el costo equivalente en energía de 1 litro de nafta.

El análisis de producción de hidrógeno renovable se basó en tres aspectos diferentes del sistema de electrólisis: disponibilidad del recurso eólico, análisis de costo y requerimientos anuales de energía. Cada análisis ayudó a definir los desafíos y oportunidades para que el hidrógeno producido a partir de electricidad renovable participe en una futura economía del hidrógeno. Existe una significativa cantidad de recurso eólico capaz de cubrir las necesidades de transporte de la provincia de Córdoba. Se observa que comparando los valores actuales del costo del MWh de electricidad convencional con el costo de la electricidad eólica y consecuentemente del hidrógeno con nafta y gas oil, ambas cantidades alternativas son competitivas las convencionales. Finalmente se observó que el departamento de Río Cuarto sería por sí solo capaz de suministrar *diez veces* la cantidad de hidrógeno requerida para la movilización mencionada anteriormente del parque automotor en la provincia.

Agradecimientos

Se agradece el apoyo financiero de la Agencia Córdoba Ciencia (Actual Ministerio de Ciencia y Técnica de la Provincia de Córdoba) y del programa BID 1728/OC-AR a través del proyecto PICTOR 936, con el cual se llevaron a cabo las investigaciones que condujeron a los resultados mostrados en este capítulo

Bibliografía

- DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS (2009), “Aumento bianual de vehículos inscriptos entre 2009 y 2011”. En Diario La Voz del Interior [Online: <http://www.lavoz.com.ar/files/Crecimiento.pdf>].
- EPEC (2013), “Cuatro tarifario”. En Sitio Web Empresa Provincial de Energía Eléctrica Córdoba [Online: http://www.epec.com.ar/PaginaOficial/index_cuadro_tarifario.html].
- Ivy Levene, J.; Mann, M. K.; Margolis, R.; Milbrandt, A. (2005), “Report for the ISES 2005 Solar World Congress”, Orlando, Florida, August 6-12, AN ANALYSIS OF HYDROGEN PRODUCTION FROM RENEWABLE ELECTRICITY SOURCES. [Online: <http://www.osti.gov/bridge>].
- Padhi, A. K.; Nanjundaswamy K. S.; Goodenough, J. B. (1997), “Phosphoolivines as positive electrode materials for rechargeable lithium-ion batteries”. *Eletochem. Soc.*, 144, 1188-1194.

- Patel, P.; Katikaneni, S.; Steinfeld, G.; Shapouri Dr. H. (2006), Fuel Cell Seminar – 2006 Honolulu, Hawaii, November 13-17.
- Peretti, H. A. (2004), “Materiales innovativos para almacenamiento de hidrógeno en aplicaciones móviles”, en Dubois, R. A.; Pezazzo, R. P. J.; Triaca, W. E. (eds.), Hidrógeno y la Energía del Futuro. ANCEFN, Serie de Publicaciones Científicas Nro 1.
- Rodríguez, C. R.; Riso, M.; Giménez Yob, G.; Ottogalli, R.; Santa Cruz, R.; Aisa, S.; Jeandrevin, G.; Leiva, E. P. M. (2010), “Analysis of the potential for hydrogen production in the province of Córdoba, Argentina, from wind resources”. International Journal of Hydrogen Energy 35, 5952-5956.
- U. S. Department of Energy (2013), “The Hydrogen Analysis (H2A) Project”. [Online: http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_analysis.html], USA.

Sitios Web de referencia

RETScreen. <http://www.retscreen.net/>

Danish Wind Industry Association. <http://www.windpower.org>
Secretaría de Energía de la República Argentina.

http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?id_pagina=937

PAUTAS PARA EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR EN CÓRDOBA

[GUIDELINES FOR SOLAR ENERGY DEVELOPMENT IN CÓRDOBA]

*Mario Pierantonelli
Jorge Barral
Emilio Gudemos*

Resumen

El aprovechamiento de la energía solar en la actualidad se ha potenciado a niveles sin precedentes prácticamente en casi todos los países del mundo, aunque Argentina luego de haber sido pionera en su utilización en Latinoamérica actualmente está rezagada en el concierto mundial.

La provincia de Córdoba no escapa a esta situación a pesar de contar con valores aceptables de radiación solar para su aprovechamiento energético.

Dada la necesidad de fuentes energéticas limpias, no contaminantes, de bajo impacto ambiental y a la vez renovable, es que los sistemas solares fotovoltaicos y térmicos pueden cumplir un papel preponderante en la provisión de energía eléctrica y calor aprovechable.

En la primera parte de este trabajo docentes de la Universidad Nacional de Villa María realizan una evaluación del recurso solar en la provincia en base a datos estadísticos y luego se describirán varias alternativas para la utilización del mismo; la provisión de energía eléctrica y agua para puntos aislados, la posibilidad de fabricación local de colectores térmicos, proyectos de generación fotovoltaica mayores a 1 MW, la disponibilidad de laboratorios especializados en energía solar en universidades y la inclusión de vehículos eléctricos

en la matriz de transporte alimentados con energía solar y como parte de una red inteligente.

Una segunda parte describe las líneas de trabajo del GES (UNRC) sobre sistemas de calentamiento de agua, destilación solar, secado solar, ensayos normalizados de componentes y sistemas.

Palabras clave: Fotovoltaica, Eficiencia térmica, Redes, Movilidad.

Abstract

Harnessing Solar Energy has now boosted to unprecedented levels in practically every country in the world, although Argentina, after having been a pioneer in the use of solar power in Latin America, currently lags behind on the world.

The province of Cordoba is no exception to this situation despite having acceptable values of solar radiation for energy use.

Given the need for clean, non pollutant, renewable and with low environmental impact energy sources, is that photovoltaic and thermal solar systems can play a leading role in the provision of electricity and usable heat.

In the first part of this work a valuation of solar resources in the province is made by professionals of the National University of Villa Maria with stadistical data and then a description of various alternatives for its use; the provision of electricity and water to isolated points, the possibility of local manufacturing of thermal collectors, photovoltaic generation projects greater than 1 MW, the availability of solar energy specialized laboratories in universities and the inclusion of solar-powered electric vehicles in the transport matrix as part of a smart grid.

The second part of the work describes the GES (UNRC) working lines on water heating systems, solar distillation, solar drying and standard tests of components and systems.

Keywords: Photovoltaic, Thermal Efficiency, Networking, Mobility.

Introducción

El sol es la fuente principal de vida en la Tierra; puede satisfacer todas nuestras necesidades si aprendemos cómo aprovechar de forma racional la luz que continuamente derrama sobre el planeta. Ha brillado en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se

calcula que todavía no ha llegado ni a la mitad de su existencia. La cantidad de energía que el sol vierte diariamente sobre la Tierra es diez mil veces mayor que la que se consume en el mismo lapso en todo el planeta.

Una de las formas de aprovechamiento de esta fuente de energía que ha sido empleada tradicionalmente es la arquitectura solar pasiva, que consiste en aprovechar la radiación solar sin la utilización de ningún dispositivo o aparato intermedio mediante la adecuada ubicación, diseño y orientación de los edificios, empleando correctamente las propiedades de los materiales y los elementos arquitectónicos de los mismos: aislamientos, tipos de cubiertas, protecciones, etc. Aplicando criterios de arquitectura bioclimática se puede reducir significativamente la necesidad de climatizar los edificios y de iluminarlos.

También se puede aprovechar activamente la radiación solar mediante colectores para producir energía eléctrica o calor. Todas las energías renovables, excepto la geotérmica y la mareomotriz, son generadas de una forma u otra por el sol. Así, la radiación solar es la que causa el movimiento del aire, que a su vez mueve las olas y provoca la evaporación de las masas de agua que dan lugar a la lluvia, o también la que hace posible la actividad fotosintética de las plantas, origen de la biomasa. Esta fotosíntesis tiene un rendimiento energético mucho menor por unidad de superficie que los paneles fotovoltaicos o térmicos; no obstante, la acumulación de biomasa de millones de años es la que ha permitido la formación de los combustibles fósiles que constituyen la fuente de energía mayoritaria de la humanidad en los últimos 150 años. Estamos todavía en la era del petróleo, pero en sus postrimerías. Y es necesario migrar a estas fuentes energéticas renovables y limpias a tiempo de evitar un colapso energético y disminuir los problemas debidos al calentamiento global que, según el consenso generalizado, surge de las emisiones provenientes del uso de esos combustibles fósiles.

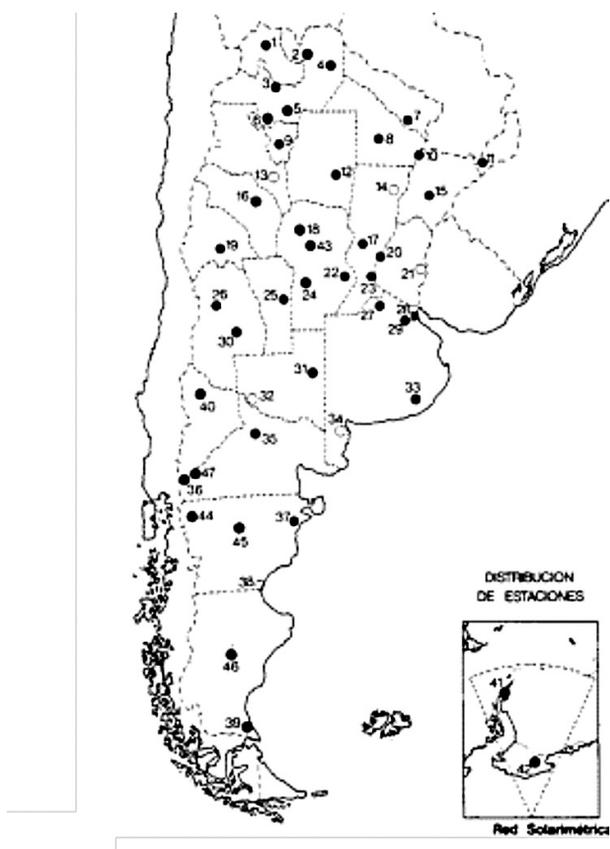
Hay países que entienden esta tesitura y dedican grandes recursos a la energía solar y eólica, pero el consumo energético mundial sigue creciendo junto con la población apuntalado por el aumento de nivel de vida de países altamente poblados como China e India. Es necesario un cambio de paradigmas en el consumo de productos y energía además de la aplicación de las mejores tecnologías en eficiencia energética.

Centraremos nuestra atención en la captación de energía solar mediante captadores térmicos y fotovoltaicos.

1. Datos estadísticos de radiación solar

En Argentina contamos con evaluaciones de radiación solar que permiten efectuar proyectos y diseños de sistemas fotovoltaicos y térmicos basados en mediciones zonales.

Una es el Primer “Atlas de Energía Solar de la República Argentina”, elaborado por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini, del Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) de la Universidad Nacional de Luján, que cuenta con cartas de Irradiación Solar Global y de Heliofanía efectiva de la República Argentina.



1. Distribución geográfica de las estaciones en territorio Argentino. Fuente: Righini-Grossi Gallegos Inedes GERSolar UNLU: www.gersol.unlu.edu.ar

Hay registros de la radiación solar en algunos sitios de la Argentina que se remontan a principios del siglo XX. Recién a partir de 1963 se crea la Red Nacional de Estaciones Agrometeorológicas, que alcanza su pleno desarrollo en la década de 1970 cuando se crea la Red Solarimétrica Nacional. En la Figura 1 se observa la distribución geográfica de las estaciones que durante el periodo de existencia de la Red aportaron datos de radiación solar global diaria sobre un plano horizontal, dirección y velocidad media diaria del viento, humedad y presión. No todas las estaciones funcionaron todo el tiempo, pero un número apropiado de éstas colectaron suficientes datos para efectuar estimaciones estadísticas.

Entre 1979 y 1984 los investigadores de la CNIE (Comisión Nacional de Investigación Aeroespaciales) produjeron numerosos trabajos y presentaron un valioso aporte al desarrollo de las investigaciones en energía solar, difundiendo semestralmente los datos diarios de la Red. La tabla de datos meteorológicos para 118 localidades de la República Argentina, necesarios para el dimensionamiento de sistemas solares, proporciona los valores de:

- Kt (adimensional): valor medio mensual del índice de claridad o de transparencia de la atmósfera.
- Ho (MJ/m².día): radiación solar extraterrestre sobre el plano horizontal.
- Hgh (MJ/m².día): radiación solar global media mensual incidente sobre el plano horizontal.
- H(L±a) (MJ/m².día): radiación solar media sobre un plano inclinado un ángulo igual a la latitud del lugar (L) más o menos "a", valor que se lo ha hecho variar desde +20° a -20° con saltos de 10°.
- I Heliofanía Efectiva (Hs/día)
- Tmed (°C): temperatura media mensual.
- Tmaxmed (°C): temperatura máxima media mensual.
- Tminmed (°C): temperatura mínima media mensual.
- VelViento (km/h): velocidad media mensual del viento.

En la Provincia de Córdoba, las estadísticas de radiación solar que fueron mensuradas en las estaciones de la tabla siguiente arrojan valores acordes para emprendimientos energéticos.

Estación	Hgh (MJ/m².día) Promedio Anual
Córdoba Aero	16,6
Córdoba Observatorio	16,6
Pilar	17,1
Manfredi Inta	16,5
Villa Dolores Aero	17,3
Embalse de Río III	16,3
Marcos Juárez Inta	16,3
Marcos Juárez Aero	16
Río IV	16,2
Laboulaye	16,8

Tabla de estaciones de la Provincia de Córdoba.
Fuente: Pracchia; Fabris; Rapallini: Dpto. Energía Solar CNIE.

En base a los datos de la tabla y haciendo la conversión de MJ/m².día a KWh/ m².día nos da un promedio para esas 10 estaciones de la provincia de Córdoba de unos 4,5 KWh/ m².día, o, lo que es lo mismo, unas 4,5 horas de sol a 1 KW/ m², que es el valor de radiación estándar para comparación de paneles.

Sistemas de energía solar para puntos aislados

En la mayoría los países en vías de desarrollo la energía eléctrica convencional no está aún disponible en vastas regiones aisladas. La construcción y el mantenimiento de redes de distribución resultan onerosos. Lo mismo ocurre con los grupos electrógenos y el suministro de combustible.

En las regiones rurales dispersas generalmente las necesidades energéticas son pequeñas y existe una baja densidad poblacional en donde los usuarios potenciales están ampliamente diseminados. En las condiciones mencionadas, los generadores solares fotovoltaicos y térmicos resultan una solución fiable para el desarrollo rural, suministrando energía eléctrica destinada a bombeo y al tratamiento de agua en cualquier sitio y en cantidades razonables, facilitando el consumo humano y animal, riego y agua caliente, impulsando el desarrollo socio-económico de áreas rurales alejadas.

La provisión de electrificación rural destinada a iluminación, bombeo de agua, aparatos electrodomésticos brinda mejores condiciones de vida, facilitando las comunicaciones, y el acceso a la información y los sistemas solares térmicos facilitan el suministro de ACS

Agua Caliente Sanitaria. De esta manera se provee de infraestructura básica necesaria para el afincamiento y arraigo de pobladores, evitando de manera notable la emigración a los grandes centros urbanos.

En nuestro país existen sistemas solares fotovoltaicos para la electrificación de escuelas rurales en diversos pueblos de todo el país, aplicaciones a sistemas de bombeo de agua, electrificación de viviendas, iluminación, etc.

Los sistemas de captación de energía solar se pueden subdividir en distintas ramas: los pasivos basados en arquitectura solar, que no trataremos aquí, y los activos basados en captadores fotovoltaicos y térmicos en los cuales centraremos nuestra atención.

• **Generadores fotovoltaicos**

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión de la radiación solar lumínica en electricidad de corriente continua mediante celdas fotovoltaicas. Los módulos solares son el conjunto de celdas conectadas entre sí y ensambladas con las debidas protecciones para los agentes climáticos; un marco metálico de aluminio anodizado le proporciona rigidez mecánica, facilitando su montaje en estructuras soportes.

Las principales ventajas de los sistemas solares fotovoltaicos son:

- No requiere el tendido de líneas de transmisión.
- La energía se produce en el lugar donde se utiliza.
- No consume combustible.
- No tiene partes mecánicas en movimiento, ni sometidas a desgaste.
- Son totalmente silenciosos.
- Resiste condiciones extremas de viento, granizo, temperatura y humedad.
- La vida útil de los módulos fotovoltaicos es superior a los veinte años en condiciones normales de uso.
- Es modular, lo que permite aumentar la potencia instalada sin interrumpir el funcionamiento del generador.
- Alta confiabilidad y mínimo mantenimiento.
- Independencia en cuanto a la provisión energética.
- Crear polos de desarrollo poblacional energéticamente sustentable.

Existe una fábrica de módulos fotovoltaicos en La Rioja, que importa las células y arma los paneles. Es posible el armado de módulos en Córdoba sin grandes inversiones y se consiguen células a precios muy bajos en el mercado internacional. Ya existen fábricas de baterías de uso solar, reguladores e inversores en el país y en Córdoba, que se verían potenciadas con un plan de inversiones en el sector.

Ejemplos de uso de generadores fotovoltaicos

Por experiencias propias podemos afirmar que los sistemas solares fotovoltaicos permiten energizar viviendas completas proveyendo energía para iluminación, accionar pequeños electrodomésticos y bombeo de agua. La distribución puede efectuarse en 12/24 v. de corriente continua o bien en 220 v. de corriente alterna mediante Inversores de Corriente.

Aplicaciones: iluminación residencial, núcleos habitacionales, viviendas rurales aisladas, puestos sanitarios, postas policiales, casillas móviles de vialidad-minería, escuelas, etc.

Sistemas de bombeo de agua

Por su costo inicial, los sistemas fotovoltaicos generalmente no son competitivos en sitios con servicio de energía eléctrica de red. Cuando no hay acceso a la red eléctrica, los sistemas solares son seguramente una de las alternativas más viables. Si existe un buen recurso solar en el lugar de instalación, como mínimo 3.0 horas pico y cuando se requiere un ciclo hidráulico menor a 80 m³ por día, los sistemas solares podrían resultar más económicos a largo plazo que los sistemas de combustión interna. Aunque los sistemas de combustión interna generalmente cuestan menos inicialmente, su costo a largo plazo es elevado si se toman en consideración los gastos de combustible, mantenimiento y reparaciones. Es imprescindible potenciar las capacidades técnicas locales, efectuando capacitaciones, mediciones y proyectos específicos para cada lugar geográfico donde se requiera instalar generadores fotovoltaicos para bombeo de agua y de electrificación.

Cada empresa proveedora de módulos fotovoltaicos y de bombas ha desarrollado curvas de rendimientos y catálogos que permiten calcular distintos sistemas de bombeo fotovoltaico. Se describe sintéticamente los pasos a seguir.

- Datos de ubicación geográfica (continente, país, localidad). Especificando la localización mediante coordenadas (latitud y longitud).
- Se seleccionan los datos de insolación para cada mes (medida diaria de la insolación).
- Requerimiento de agua diaria en distintas estaciones del año. Previo a determinar la potencia del sistema fotovoltaico y el tipo de bomba a emplear, se debe conocer las necesidades de agua diaria y algunos valores relacionados a las condiciones hidráulicas de una estación de bombeo.
- Selección del sistema fotovoltaico y control de potencia (con utilización o no de baterías).
- Selección de montaje (estructura soporte) fijo ó móvil.
- Selección del tipo de bomba más adecuada para cada implantación.
- Elección de los módulos fotovoltaicos (de acuerdo a potencia suministrada).
- Determinación del ángulo de mayor insolación, inclinación del panel de acuerdo a los datos de insolación (ángulos óptimos para cada mes).
- Finalmente se obtiene la insolación de acuerdo al ángulo elegido.
- Se elabora un reporte definitivo en el que consta: el tipo de generador determinado (cantidad de módulos), modelo de bomba, cantidad de agua a obtener de acuerdo al ángulo de inclinación y la radiación solar de la zona.

• **Colectores térmicos**

En un colector solar, la transferencia térmica se realiza desde una fuente energética (el Sol) a un fluido, sin concentración de energía solar, por lo que el flujo incidente puede ser del orden de 1 kW/m^2 variable con una serie de parámetros. Hay en el mercado básicamente dos tipos de colectores térmicos: los de placa plana y los de tubos de vacío.

– *Colectores de placa plana*

Estos colectores utilizan tanto la radiación solar directa como la difusa; no requieren de sistemas de seguimiento solar y prácticamente no precisan de mantenimiento. Sus aplicaciones van enfocadas a sistemas de calentamiento de agua, calefacción de edificios y

aire acondicionado. Se pueden diseñar colectores de placa plana para trabajar con temperaturas de placa absorbente comprendidas entre 40°C y 130°C. Son de fabricación relativamente sencilla, constan de un captador que es una chapa absorbente a la cual van soldados tubos de cobre, colocados en un bastidor generalmente de aluminio aislado con lana de vidrio o poliuretano según la temperatura y cubiertos con un vidrio especial de baja absorbancia y resistente al granizo. Los detalles tecnológicos que indican la calidad y el rendimiento están en el recubrimiento selectivo de la placa y en la soldadura de la misma a los tubos que en los más avanzados se hace por ultrasonido o laser. Existen varias firmas que producen este tipo de colectores en el país.

– *Colector de tubos de vacío*

Un panel solar de tubos de vacío está formado por colectores lineales alojados en tubos de vidrio al vacío. El panel tiene estructura de peine y existen dos tipos básicos: los de flujo directo y los de tubo de calor (*heat pipe*). A su vez pueden tener incorporado el tanque acumulador aislado o estar unidos a un colector y el tanque en otro sitio. Su fabricación es más compleja que los de placa plana, tienen un rendimiento algo mayor por la aislación del vacío, y en general son de origen chino y los precios no justificarían una fabricación local.

– *Otros*

También existen colectores solares plásticos que trabajan a temperaturas más bajas y son usados para calentamiento de piscinas. Son muy versátiles en cuanto a su colocación por ser flexibles y livianos, y su costo, así como su rendimiento es bajo.

Hay otros dispositivos que usan energía solar térmica, por ejemplo para la cocción de alimentos, hornos o cocinas. También hay destiladores de agua, secadores para fruta o granos, precalentadores para biodigestores, etc. Estos dispositivos son de fabricación sencilla, con mano de obra local y materiales comunes. Hay muchos diseños probados y es altamente recomendable su adopción especialmente en puntos aislados donde en general usan leña para cocinar, ya que además de evitar las emisiones disminuye la deforestación en lugares sensibles como puestos cabriteros en las sierras, y otros.

• ***Plan propuesto***

Consultoría energética integral, teniendo como finalidad pri-

mordial apoyar las gestiones oficiales y privadas en el plano que involucra los Sistemas de Energía destinados al abastecimiento de agua y electrificación básica en zonas rurales dispersas, carentes de energía eléctrica convencional. También en ciudades en donde se cuente con energía convencional incorporar sistemas que empleen energías renovables destinadas al ahorro y la eficiencia energética.

La propuesta específica consiste en un estudio y evaluación pormenorizados de esta problemática en las regiones de incumbencia. Conjuntamente con esta tarea de estudio y relevamiento, se elevarán los proyectos técnicos-económicos que satisfagan estas necesidades de energía a través de la instalación de sistemas de bombeo de agua mediante generadores solares fotovoltaicos, dando una repuesta de tanta significación social como lo es proporcionar infraestructura básica: el abastecimiento de agua a zonas rurales, agua caliente, existiendo la posibilidad de ampliar estos sistemas tendientes a proporcionar iluminación, comunicaciones, energía para puestos de salud, alumbrado público, etc., en los casos en que se requiera un sistema integral de generación eléctrica

• ***Identificación de programa***

“Abastecimiento de infraestructura eléctrica y térmica básica mediante sistemas solares”, cuyos objetivos son:

- Proveer de energía eléctrica y agua caliente a zonas rurales aisladas sin acceso a redes de electrificación, mediante la utilización de recursos naturales renovables a través de la implementación de generadores solares fotovoltaicos y térmicos, y en ciudades para contribuir con los sistemas convencionales.
- Mediante estos sistemas cubrir las necesidades básicas de poblados, núcleos habitacionales, escuelas, puestos sanitarios, viviendas únicas, etc.
- Estas necesidades corresponden primordialmente a la provisión, filtrado y distribución de agua, además de iluminación, tv, pequeño refrigerador, audio, comunicaciones y otros usos opcionales como ser ventilación y computación para escuelas. Además se podrá hacer uso de pequeños electrodomésticos, siempre que los usuarios sepan hacer un uso racional de la energía.
- Difundir el uso de tecnologías sobre energías alternativas re-

novables y uso racional de la energía y del agua en escuelas, cooperativas rurales, municipalidades, comunas etc., con aplicación a iluminación, bombeo, comunicaciones...

- Lograr una integración local en la provisión de los diferentes dispositivos usados en estas instalaciones: paneles, reguladores, baterías, inversores, paneles térmicos, bombas, motores y para los módulos fotovoltaicos nos remitimos al análisis hecho en el apartado de movilidad urbana sustentable.

• **Acciones**

- Llevar a cabo un relevamiento de las necesidades específicas de cada una de las zonas rurales seleccionadas de manera de confeccionar una base de datos real que refleje fehacientemente las carencias energéticas y de agua.
- Mediante el relevamiento y base de datos realizar proyectos y plan de instalación de generadores solares que cubran las necesidades energéticas de cada zona.

Los proyectos a efectuar serán dedicados exclusiva y particularmente a cada uno de los emprendimientos ya sean comunitarios o individuales, de manera tal que los sistemas diseñados sean aptos para el aprovechamiento de los recursos naturales preponderantes en la zona de instalación brindando un efectivo rendimiento de acuerdo a la capacidad de agua de cada perforación o pozo y consumo de agua de cada población, como así también los consumos energéticos.

Estos proyectos serán evaluados en forma conjunta, brindando asesoramiento para su elevación a las instituciones competentes a efectos de su consenso y aprobación, teniendo como finalidad la canalización de fondos o créditos destinados a promover estos sistemas de generación de bajo impacto ambiental.

- Confección de especificaciones técnicas, pliegos de licitación y análisis de ofertas, apertura y adjudicación de licitaciones de equipamientos e instalaciones.
- Hacer un relevamiento y confeccionar una base de datos de proveedores actuales o potenciales de sistemas o componentes para instalaciones de energía solar a nivel local y nacional.
- Instalación, optimización y habilitación de sistemas generadores solares fotovoltaicos.

- Formación de recursos humanos en el uso de estas nuevas tecnologías mediante la implementación de disertaciones, conferencias y/o cursos tanto teóricos como prácticos, de manera de concienciar a la comunidad y pobladores en general de los beneficios proporcionados por estos sistemas de energía renovable, no contaminantes y larga vida útil. Esta capacitación permitirá un uso eficiente de los sistemas como la formación técnica de personal dedicado al mantenimiento primario.

• **Justificación**

La provisión de energía eléctrica a poblados y establecimientos rurales diseminados en zonas remotas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica de red, considerando que la mayoría de estas viviendas se encuentran emplazadas en zonas de franca aislación sea por falta de caminos o vías de acceso adecuadas, por grandes distancias a los centros poblados (que dificultan el abastecimiento de combustible y de repuestos para grupos electrógenos o construcción de redes eléctricas) resulta muy costoso, siendo los recuperos de inversión muy poco probables.

Por lo tanto, la provisión de energía eléctrica sólo puede pensarse mediante el aprovechamiento de energías no convencionales, renovables y no contaminantes; estos sistemas prácticamente no necesitan de mantenimiento.

El hecho de contar con energía eléctrica a través de sistemas solares en estos parajes aislados o de difícil acceso crea un polo de desarrollo y afincamiento de pobladores que de otra manera no podrían acceder a los beneficios primarios como bombeo, filtrado y distribución de agua, iluminación, comunicaciones, etc., necesariamente básicos para el desarrollo de sus vidas en su lugar de origen.

También la mano de obra necesaria para la instalación y/o fabricación de componentes para energía solar permite potenciar el mercado laboral generalmente deprimido de estas zonas.

Centrales eléctricas solares

Estas centrales usan la radiación solar para producir electricidad en dos formas básicamente diferentes: las que aprovechan el calor producido para generar vapor, turbinarlo y producir electricidad mediante generadores rotativos, y las fotovoltaicas que generan directamente electricidad sin partes móviles, aprovechando una parte del espectro de radiación solar cuyos fotones tienen la suficiente ener-

gía para producir el efecto fotovoltaico en diferentes tipos de dispositivos semiconductores y en las cuales el calor generalmente es contraproducente y debe ser disipado.

Esta última consideración hace que surja una tercera categoría de generación combinada fotovoltaica-térmica, que permite cogeneración en el mismo panel pero que está en ciernes y no vamos a considerar en este estudio.

Dentro de las centrales solares térmicas existen varias tecnologías:

- Centrales con espejos cilindroparábolicos lineales y turbina.
- Centrales con espejos (heliostatos), torre central y turbina.
- Centrales con espejos parabólicos (compuestos) y motor *Stirling*.
- Centrales con espejos fresnel lineales y turbina.

Para lograr temperaturas de vapor útiles, todas implican concentración de la radiación y seguimiento de la trayectoria solar con sistemas electromecánicos de diferente grado de complejidad según el tipo.

Existen numerosas centrales de este tipo en el mundo, de potencias de decenas a centenares de MW (Proyecto Ivanpah, USA, 370 MW), la mayoría del tipo con espejos cilindroparábolicos.

Las centrales solares térmicas son considerablemente más complejas en su construcción, operación y mantenimiento que las fotovoltaicas, pero tienen una ventaja intrínseca que es la posibilidad de almacenar energía en forma de calor aprovechable en el mismo fluido que usan para su funcionamiento, y que permite mejores condiciones de inserción en la red eléctrica para estos tipos de energía esencialmente alternativa.

En la Argentina, la Universidad Nacional de Salta (UNSa) tiene un prototipo del tipo Fresnel lineal, y se había estudiado la posibilidad de construir una central con esa tecnología en la zona de San Carlos (Salta), pero aparentemente han optado por el tipo de espejos cilindroparábolicos lineales de origen chino y una potencia de 20 MWp.

Las centrales fotovoltaicas pueden ser de módulos fijos o con seguimiento de trayectoria solar; a su vez éstas últimas pueden ser con concentración o sin concentración. Hay una gran variedad de tecnologías de celdas: las más usadas son de silicio monocristalino, policristalino o amorfo de capa delgada.

En Argentina está en funcionamiento la planta San Juan I de 1,2 MWp en Ullum, que tiene tanto módulos fijos como con seguimiento y las tres tecnologías de silicio. De esta forma se constituye en una excelente plataforma de prueba: su costo fue de 10,5 millones de dólares y aporta energía al mercado mayorista en el marco del programa GenRen. Hay otras centrales fotovoltaicas en construcción en San Juan en el mismo programa.

En Córdoba no existen centrales solares fotovoltaicas. Hubo dos proyectos que no se concretaron de 1MWp auspiciados por la Municipalidad de Villa María dentro del marco Fonarsec a construirse en el campus de la Universidad Nacional de Villa María; en 2010 con una empresa española, y en 2012 con una empresa alemana. Las tarifas para la energía eran las de GenRen para fotovoltaica (alrededor de 570 U\$/MWh); a nuestro juicio bastante elevadas e incompatibles con el desarrollo y la realidad nacional. Podemos acotar que Uruguay está considerando instalar unos 200 MWp fotovoltaicos y el precio fijado para la energía producida es de 90 U\$/MWh; Alemania en este momento fija aproximadamente 50 U\$/MWh.

Aún con la financiación de Fonarsec y las tarifas elevadas, no hay inversión en el sector. Posiblemente la causa sea la inseguridad tarifaria y jurídica que perciben las empresas que podrían invertir y que se ha manifestado en otras ramas del sector energético. Si se permitiera a particulares adquirir paneles fotovoltaicos e inversores a precio internacional, e ingresar al mercado energético con generadores residenciales de baja potencia en un esquema de generación distribuida, el Estado no necesitaría poner dinero ya que la financiación estaría dada por esos mismos particulares, y con ciertas regulaciones en cuanto al tamaño y distribución la red eléctrica no necesitaría grandes cambios.

En síntesis, ingresa energía al sistema a costo cero o por lo menos se gasta menos energía desde la red proporcionalmente a la generada por estos nuevos actores. Considerando la elevada participación de energía de origen fósil en la matriz eléctrica, que es en gran parte proveniente de gas importado y que hay déficit de potencia instalada, podemos inferir que la participación fotovoltaica permitiría ahorrar divisas, disminuir emisiones y mejorar la operación de la red.

Energía solar y movilidad urbana sustentable con vehículos eléctricos

Otros de los aspectos a incluir en el uso de la Energía Solar es el aprovechamiento de la misma en la movilidad de las personas en el ámbito de las ciudades. Esta es una de las actividades que más

energía de origen fósil consume y en consecuencia una de las principales emisoras de gases de efecto invernadero.

La mayoría de las sociedades económica y tecnológicamente más avanzadas ven una solución en los vehículos eléctricos; son silenciosos, económicos y libres de emisiones locales; además pueden ser considerados totalmente libres de emisiones cuando la energía eléctrica que los alimenta proviene de fuentes renovables.

Incluidas dentro de estas fuentes de energía renovables están las alternativas fotovoltaicas. En particular hay una que puede tener un considerable impacto en corto plazo, con una gran capacidad de movilización de mano de obra y autofinanciación. Es la generación en casas particulares con techos solares, esto que era considerado inviable hace unos años por los costos hoy es posible de la mano de un precio del panel fotovoltaico de calidad certificada en mínimos históricos, aproximadamente 0,7 U\$/Wp en China o 0,6 €/Wp en el mercado spot de Alemania¹. Estos precios se deben en gran medida a la competencia en el mercado mundial, a los avances tecnológicos y en parte a los subsidios a la energía fotovoltaica. Esta situación no se va a mantener largo tiempo ya que el mercado está corrigiendo, muchas fábricas han quebrado y otras han sido absorbidas por empresas más grandes.

Con el precio de los inversores con capacidad de conexión a red ha sucedido algo similar: están en un promedio de aproximadamente 0,28 €/Wp en Alemania para inversores de potencia menor a 5 KW. Muchos países están aprovechando esta situación coyuntural instalando centrales fotovoltaicas o promoviendo las instalaciones particulares de centrales o residenciales.

Podemos tomar como ejemplo a Italia con su programa *Conto Energia*², que provee un esquema de incentivos para privados, empresas u organismos públicos que instalen equipos fotovoltaicos. Aún con la escasa superficie disponible en ese país el programa ha sido un éxito; en febrero de 2013, en pleno invierno, el 4,3% de la energía eléctrica consumida provino de fuentes fotovoltaicas³.

1 Véase www.photon.info.

2 Véase www.contoenergia.it.

3 Véase "Rapportomensile sul sistema elettrico", Consuntivo febbraio 2013, Terna Rete-Italia.

Algo parecido ocurre en Dinamarca, donde las metas de potencia fotovoltaica previstas para el 2020 fueron alcanzadas en el 2012 gracias a un programa de incentivos y a la baja en el precio de los módulos⁴.

Nuestra visión para Córdoba es que es posible aprovechar la capacidad de compra de particulares y optar por una generación distribuida en principio en un esquema de *Net Metering*, que con un porcentaje de penetración solar adecuado no haría necesaria una red inteligente. Cabe aclarar que los precios en el mercado argentino son muchos mayores por las protecciones e impuestos; se impone un acuerdo de los gobiernos provincial y nacional que permita la importación de paneles e inversores para este fin determinado, previo relevamiento de particulares interesados.

El mercado para esta alternativa es el residencial, de barrios periféricos, *countries*, barrios privados, etc.; con un poder adquisitivo medio o alto que disponga de propiedades con buena insolación y que permita la colocación de 1,5 a 5 Kw de paneles fotovoltaicos en los techos o terrenos. De esta manera se cuenta con una potencia de generación adicional con escaso o nulo costo para el Estado o el resto de la sociedad, y se abre un mercado de trabajo en el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos. Las debilidades de este esquema son: por una parte, la forma de generación esencialmente alternativa debido a las características del recurso solar; la disminución de la recaudación de las empresas de energía eléctrica o cooperativas distribuidoras proporcional a la energía generada principalmente en horarios fuera de pico. Otro inconveniente es que hay fábricas existentes de paneles en Argentina que pueden verse afectadas, aunque dada la pequeñez del mercado y los altos precios que impiden la penetración masiva de la energía fotovoltaica el impacto sería mínimo y es un tema a considerar en la agenda nacional.

Tampoco se puede ignorar el proyecto de instalar una planta de producción integrada desde los lingotes de silicio hasta los módulos terminados en la provincia de San Juan, con cartas de intención firmadas, y que entraría en producción a fines de 2014 con una capacidad inicial de 70 MW/año. Si esta iniciativa prospera cambiaría totalmente el panorama del sector, aunque aún con subsidios sería

4 Véase <http://www.investindk.com/News-and-events/News/2012/Denmark-reaches-2020-goal-for-solar-energy-before-time>.

difícil competir con los precios internacionales actuales. Si se opta por un esquema de unidades autónomas con baterías se aumenta la complejidad del sistema y se agrega el mantenimiento de las baterías, pero se puede diferir la generación del consumo y en este caso usando baterías plomo-ácido pueden ser suministradas por la industria local con la consiguiente activación del mercado.

Con una mayor complejidad de la red se puede hacer un esquema mixto de generación distribuida en el cual estos usuarios suministran energía vía batería-inversor en horarios pico, con una mayor conveniencia para las empresas generadoras-distribuidoras y para la fortaleza de la red en general. Si vamos un poco más adelante en una prospectiva perfectamente factible en vista de las tendencias mundiales, podemos tener en cuenta la futura inserción de vehículos eléctricos en el transporte urbano y suburbano con el consiguiente impacto en la matriz eléctrica, generalmente ya en situaciones de crisis por déficit de potencia instalada o de fuentes de energía. En este contexto, lo que aparenta ser una amenaza puede transformarse en una ventaja si se adopta un esquema donde las baterías de los vehículos sirvan de reserva para absorber picos de consumo en la red en un esquema conocido como V2G (*vehicle to grid*) (Kempton; Tomic, 2005).

De esta forma, si se integran los esquemas de generación fotovoltaica residencial con un vehículo eléctrico y una red inteligente podemos mover el vehículo con energía generada por los paneles o eventualmente suministrada por la red si hay déficit solar, pero además cuando la batería está cargada sirve de *back up* para la red. Los primeros interrogantes surgen sobre el comportamiento y el consumo de los vehículos eléctricos y por qué sobraría energía para la red.

En base a nuestra investigación documental y experimental sobre movilidad urbana sustentable en la Universidad Nacional de Villa María, podemos afirmar que con un adecuado dimensionamiento de paneles y baterías se pueden efectuar la mayoría de los recorridos diarios de los usuarios promedios alimentándose exclusivamente con energía solar, ya que los consumos de energía son muy bajos debido al alto rendimiento inherente de los motores eléctricos, su consumo exclusivamente en demanda y no en paradas y a la posibilidad de aprovechar la energía generada en las frenadas para la recarga de las baterías.

En nuestra experiencia con dos móviles eléctricos contruidos en la UNVM (Pierantonelli; Sassia, 2009), uno pequeño no apto para uso urbano con motor de 24 Vcc-850 W, un peso de 150 Kg más una persona de 70 Kg, y dos paneles solares en el techo de 45 W cada uno y sin frenado regenerativo, se obtuvieron valores de consumo de 37 Wh/Km y un consumo específico de 0,17 Wh/Kg/Km, valor cercano al de una bicicleta.

Con otro móvil apto para uso urbano (Pierantonelli; Gude-mos, 2011), un Fiat Uno modificado con motor trifásico asincrónico de 5,5 KW y batería de 290 Vcc-34 Ah con un peso total del auto de 920 Kg, de los cuales 265 Kg son de baterías y en un circuito urbano de 3 Km con arranques, paradas, esquinas y rectas de hasta 400 metros, con dos personas a bordo y un peso en orden de marcha de 1080 Kg a una velocidad promedio de 29 Km/h con picos de 54 Km/h, hemos obtenido un consumo de 105 Wh/Km, que equivale a un consumo específico de 0,097 Wh/Kg/Km, bastante menor por Kg transportado que una bicicleta. Estos valores se obtienen con frenado regenerativo que permite recuperar aproximadamente un 12% de la energía gastada en el trayecto. Con cambios de *software* se puede alcanzar un 15 ó 17% sin que el frenado sea demasiado abrupto, pero con las baterías de plomo selladas VRLA usadas no es recomendable aumentar demasiado las corrientes de carga porque se disminuye la vida útil de éstas.

Si comparamos con el consumo de un auto mediano promedio naftero de unos 9 Km/litro en recorrido urbano usando nafta con un poder calorífico inferior de 43950 KJ/Kg equivalentes a 9 KWh/litro, podemos expresar el consumo de estos vehículos como 1000Wh/Km, o sea unas 10 veces más que el eléctrico. A esta primera aproximación tenemos que ajustarla con una eficiencia de carga de las baterías de plomo del 70% en energía, la eficiencia del cargador, las pérdidas en la red, y hay que considerar la eficiencia de origen de la energía eléctrica que en el caso de la energía solar, eólica o hidráulica podemos considerar del 100% y emisión cero. Pero ocurre que nuestra red tiene casi un 60% de generación térmica con rendimientos diversos (Zagorodny, 2012); hay centrales de ciclo combinado cercanas al 60% y centrales de pico con turbinas de gas tan bajas como un 20%. La eficiencia promedio es de alrededor del 40%.

Si calculamos para baterías de plomo:

- $105 \text{ Wh}/0,7 = 150 \text{ Wh}$ en el cargador, si lo alimentamos con una fuente fotovoltaica local es el consumo total y si lo comparamos con la energía consumida por un mediano de combustión interna en el mismo trayecto de un Km:
 - $1000 \text{ Wh}/150 \text{ Wh} = 6,66$ veces más recorrido que el naftero.
- Comparando el mismo consumo con la energía de un litro de nafta:
 - $9000 \text{ Wh/litro} / 150 \text{ Wh/Km} = 60 \text{ Km/litro}$
- Si ahora alimentamos desde la red y únicamente consideramos la eficiencia promedio de las centrales térmicas:
 - $150 \text{ Wh}/0,4 = 375 \text{ Wh}$
- Es el equivalente energético en combustible para recorrer un kilómetro con este auto eléctrico; nuevamente lo expresamos en kilómetros por litro de nafta para compararlo con los automóviles convencionales, serían:
 - $9000 \text{ Wh/litro} / 375 \text{ Wh/Km} = 24 \text{ Km/litro}$

Como vemos, aún alimentando con centrales térmicas de eficiencia relativamente baja, el auto eléctrico consume considerando el ciclo completo 2,5 veces menos que el convencional, y las emisiones de carbono son menores en la misma proporción. Estos valores son para un auto mediano considerablemente pesado; si usáramos baterías de litio tendríamos una mejora en la eficiencia de carga y también en el consumo por el menor peso (Notter et al., 2010) (tres a cuatro veces menos peso según la tecnología empleada y si se considera el sistema de gestión de temperatura de las baterías).

Si además en un esquema más desarrollado se adopta la alternativa de autos urbanos para dos personas, sustancialmente livianos (350 a 400 Kg), los consumos bajan a valores aproximados a los 60 Wh/Km con prestaciones excelentes. Las automotrices ya tienen en cuenta este segmento, por ejemplo: Renault *Twizy*, Audi *Urban Concept*, Opel *Rak-e*, VW *Nils*, VW *XL1*, Toyota *I-road* y otros.

Un documento que avala la conveniencia de esta última categoría es un informe de la Oficina Federal de Estadística de Alemania (Adler; Schoer, 2006) según el cual un 60% de los trabajadores que viajan entre el hogar y el puesto de trabajo utilizan el coche, y de éstos un 90% viajan solos. El mismo informe afirma que el 73,9% de los trabajadores que viven entre Berlín y Munich recorren menos de 25 km para llegar al puesto de trabajo, con lo que este tipo de autos cumpliría ampliamente con sus necesidades. Esto se puede extrapolar a cualquier gran ciudad: basta apostarse al costado de una autopista urbana en Buenos Aires y observar el porcentaje de autos en los que viaja únicamente el conductor. Esto nos presenta el principal problema para que la movilidad personal urbana en automotor sea sustentable, que es el traslado de grandes masas. Por ejemplo, para llevar al trabajo a una persona de 70 kg estamos moviendo vehículos de 1500 a 2000 kg, y más en el caso de SUV o todo-terreno que están de moda. Una alternativa es bajar el peso de los vehículos, hacerlos más aerodinámicos y pequeños a la vez que ágiles y atractivos, pero con el auto típico para 4 o 5 personas se hace muy difícil sin apelar a materiales de alta tecnología y costo elevado, situación que se soluciona con esta nueva categoría de miniautos, que seguramente serán una especie de segundo vehículo para una familia pero que por su consumo sustancialmente menor, su mayor índice de ocupación y más aún asociados a generación distribuida fotovoltaica, pueden contribuir a la solución de los problemas energéticos, de transporte y de contaminación.

Otras experiencias en el ámbito de la UNVM se hicieron como parte de un programa de extensión hacia emprendedores de la comunidad: en un caso con un triciclo articulado con motor de explosión desarrollado por un particular se estudia convertirlo a tracción eléctrica y también se asesora a una empresa que desarrolla un motor eléctrico con imanes permanentes para ubicar directamente en las ruedas.

Es imprescindible un cambio de paradigma hacia la lógica de la eficiencia y la sustentabilidad, y lo vemos más factible desde el lado de la demanda educada y en conocimiento de las innovaciones que desde la oferta atada a los dictados del capital. Para lograr esto se necesita el compromiso de instituciones educativas, ONGs, de los Estados y organizaciones supranacionales además de la incorporación de una legislación adecuada que regule esta nueva categoría de vehículos.

2. A continuación se muestran las principales áreas de trabajo a que se encuentra abocado el Grupo de Energía Solar (GES) de

la Universidad Nacional de Río Cuarto⁵ en los últimos años: sistemas de calentamiento solar de agua, destilación solar, secado solar, ensayos normalizados de componentes y sistemas (agua caliente residencial y generación fotovoltaica).

Sistemas de calentamiento de agua

En 1997 comienza el trabajo en el GES sobre sistemas de calentamiento de agua, enfocando primero el estudio en colectores con acumulación integrada de forma tubular, para luego pasar a los sistemas monotanque y bitanque, con cubiertas de policarbonato alveolar o vidrio.

Posteriormente, en 2001, se sumó el estudio de los sistemas termosifónicos, comenzando con colectores de fabricación nacional y realizándose investigaciones sobre la optimización de sistemas considerando las variaciones climáticas y el tamaño del almacenamiento.

En todos los casos se realizaron mediciones experimentales para validar modelizaciones físico-matemáticas de los componentes

⁵ El Grupo de Energía Solar de la Universidad Nacional de Río Cuarto (GES) es un equipo interdisciplinario dedicado a la investigación y desarrollo de las energías renovables y al uso racional de la energía. Constituido en el año 1994, realiza sus actividades en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), llevando adelante proyectos en forma conjunta con otros centros universitarios de investigación y desarrollo tecnológico de primera línea del país y del extranjero y mantiene relaciones con fabricantes, distribuidores e instaladores de equipos solares de la región central de la Argentina. Su solvencia se fundamenta en los conocimientos adquiridos en numerosos proyectos de investigación experimentales y analíticos que ha llevado a cabo, en la formación de posgrado de sus integrantes, en la experiencia adquirida en la realización de desarrollos tecnológicos y servicios prestados a empresas, instituciones y comunidad en general.

El GES brinda asesoramiento y realiza el diseño de proyectos relacionados con el aprovechamiento de las energías renovables y el uso racional de la energía a organismos gubernamentales y empresas privadas. Se destaca en las áreas de Ensayos de Dispositivos y Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica y de Ensayos de colectores solares y sistemas integrados para el calentamiento de agua. En estos rubros, el GES utiliza instrumental de precisión calibrado y ha desarrollado además dispositivos propios ubicados en cuatro plataformas de ensayos que el GES posee en su Laboratorio ubicado en el Campus de la UNRC. El GES ha abordado distintas líneas de trabajo desde su inicio a la fecha, entre las que se cuentan el estudio de las variables climáticas (caracterización y evaluación de recurso solar), la climatización de invernaderos, sistemas de calentamiento de agua, secado solar, sistemas fotovoltaicos, cocinas solares, normalización y ensayo de componentes solares, modelización de componentes y sistemas, y simulación de procesos energéticos.

y se corrieron luego simulaciones anuales para analizar los ahorros energéticos posibles.

Destiladores solares de alta eficiencia

A partir de 2004 se comenzaron investigaciones con sistemas de destilación solar de batea con el objetivo de probar distintos materiales y geometrías, y fundamentalmente analizar las posibilidades de incrementos en la producción de agua destilada mediante la adición de energía auxiliar proveniente de distintos tipos de sistemas de calentamiento de agua. Se ensayaron sistemas acoplados con colectores acumuladores, con colectores solares planos y con resistencias eléctricas. Los estudios incluyeron experiencias de mediciones detalladas y modelizaciones físicas para una mejor comprensión de cómo ocurren los balances de masa y energía en estos elementos.

Se obtuvieron altas producciones con calidad de tri-destilado. Todos los resultados han sido publicados en congresos y revistas de la especialidad, estando dos de estos sistemas en etapa de transferencia tecnológica.

Secado solar

En una región agroalimentaria como la de Río Cuarto son de suma importancia todos los tratamientos post-cosecha, entre ellos el de secado de productos. Considerando la abundancia del recurso solar, se comienza a trabajar desde el año 1998 en el estudio de los procesos de secado solar aplicados a granos, frutas y hierbas aromáticas. Se ensayaron colectores de aire tipo túnel y planos, utilizando distintas configuraciones geométricas y materiales.

En el laboratorio del GES, equipado con estufas de secado y balanzas electrónicas de precisión, se realizan las curvas de secado de las distintas especies y variedades que se estudian. Por otro lado, en las plataformas de medición se ensayan los prototipos diseñados y construidos en un alto porcentaje en el Taller del GES. Los experimentos se complementan con estudios analíticos y la modelización de los procesos de secado para su tratamiento computacional.

Ensayos bajo normas de componente y equipos completos

El GES brinda asesoramiento y realiza el diseño de proyectos relacionados con el aprovechamiento de las energías renovables y el uso racional de la energía a organismos gubernamentales y empresas privadas. Además, ha adquirido equipamiento específico y ha for-

mado personal especializado para realizar ensayos bajo normas en ciertas áreas específicas para satisfacer la demanda de servicios que surgen en el mercado nacional y en la comunidad en general.

Como resultado de los ensayos se envían informes a los solicitantes, firmados por profesionales responsables de los mismos. Estos informes detallan las características básicas de los ensayos realizados, equipamiento empleado para realizarlos, estándares y normas utilizados, y los resultados obtenidos en forma de tablas, gráficos y/o textos, con los comentarios que sean necesarios, y las correspondientes conclusiones.

Se destacan fundamentalmente aquellos vinculados a la generación fotovoltaica y el calentamiento de agua, que se presentan a continuación.

a) Sistemas fotovoltaicos

A partir del año 2003, el GES inicia un fuerte trabajo en el área de ensayos y certificaciones de componentes y equipos completos para sistemas de generación eléctrica fotovoltaica. Se origina fundamentalmente por la demanda de organismos de energía de las provincias y las empresas que resultaban contratadas en el marco del programa PERMER (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales) de la Secretaría de Energía de la República Argentina. A la fecha se han realizado más de 30 grupos de ensayos de módulos, reguladores, inversores, baterías, luminarias, convertidores de tensión, y equipos ensamblados completos. Se utilizan básicamente normas IRAM, y en aquellos casos en que no las hubiera se recurre a normas internacionales.

b) Colectores y sistemas integrados para la producción de agua caliente mediante energía solar

Entre otros, los principales ensayos demandados por fabricantes y distribuidores son los vinculados al comportamiento térmico. Estos ensayos de comportamiento térmico permiten que tanto el colector solo como el equipo completo puedan ser utilizados luego para diseñar un sistema de calentamiento de agua bajo distintas condiciones climáticas y de demanda. Para la realización de estos ensayos el GES ha diseñado y construido dos máquinas especiales que operan en sus cuatro plataformas de medición ubicadas en el campo experimental de la UNRC.

En el ensayo de colectores solares se emplean las Normas IRAM 210002, ISO 9806-1, ANSI/ASHRAE 93, EN 12975-2. Lo más importante de estas normas es la determinación de la eficiencia instantánea del colector, que es el calor útil que es capaz de proporcionar el colector como un porcentaje de la radiación solar que le llega a su superficie captadora de energía. Para ello se utilizan elementos para medir las condiciones climáticas (radiación, viento, humedad) y datos termofísicos a la entrada y salida del colector (temperatura, presión, caudal de agua, etc.).

En aquellos casos en que no es posible tratar separadamente los colectores de su almacenamiento, como lo son los sistemas termosifónicos, los colectores con acumulación integrada y algunos sistemas de tubos evacuados, se requiere la aplicación de otro estudio normalizado que contemple el funcionamiento del sistema con todos sus componentes integrados, como se le montaría usualmente en una residencia. En el Laboratorio del GES se utilizan las normas ISO 9459-2 (Internacional) y la EN 12975-2 (Europea).

Empresas a las que se les han realizado ensayos de colectores y sistemas completos: Energe, Mendoza (www.energe.com.ar); Innovar S.R.L., San Luis (www.innovarsrl.com.ar); Hitec Poliuretano, Córdoba (www.hitecpoliuretano.com.ar); Nolberto Utello Termosolar, Río Tercero (Córdoba), (03571) 155 40 125; Benvenuto Ingeniería Solar, Río Cuarto (Córdoba) (<http://www.benvenuttosolar.com.ar>); Helios Ingeniería Sostenible, Río Cuarto (Córdoba), (0358) 154 855 495.

Otras empresas de reconocida trayectoria: Cenit Solar, Ciudad Autónoma de Buenos Aires (www.cenitsolar.com.ar); Vademarco S.A., Lanús, Buenos Aires (www.vademarco.com.ar).

Bibliografía

- ADLER, Walter; SCHOER, Karl (2006), "The German sectoral reporting module on transport and environment". Wiesbaden, Statistisches Bundesamt Deutschland- DEStatis.
- KEMPTON, Willett; TOMIC, Jasna (2005), "Vehicle to grid power fundamentals", en *Journal of Power Sources*, USA.
- NOTTER, Dominic A. et al. (2010), "Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles", en *Environmental Science and Technology*, 44 (17), pp 6550-6556.

- PIERANTONELLI, Mario; SASSIA, Gerardo y otros (2009), “Transporte personal urbano, alternativa eléctrica”. Art. 02-029, 1º Congreso Ambiente y Energías Renovables 2009, Universidad Nacional de Villa María. ISBN 978-987-1253-62-3.
- PIERANTONELLI, Mario; GUDEMOS, Emilio y otros (2011), “Movilidad urbana sustentable, alternativa eléctrica”, 2º Congreso Ambiente y Energías Renovables 2011. Universidad Nacional de Villa María, 372-384, ISBN 978-987-1253-89-0.
- ZAGORODNY, Juan (2012), “Argentina necesita leyes de vehículos eléctricos”, en Foro Estratégico para el Desarrollo Nacional, 14 de junio.

LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN CÓRDOBA ANTE EL PARADIGMA AMBIENTAL

[HYDROPOWER IN CÓRDOBA FACING THE ENVIRONMENTAL PARADIGM]

*Santiago Reyna
Teresa Reyna
María Lábaque*

Resumen

Córdoba fue pionera en el aprovechamiento de la energía hidráulica. Quedan aún hoy como muestra los restos de los tajamares y sus batanes y molinos para hacer uso de la energía renovable del agua, así como las antiguas primeras centrales sobre el Suquía. En nuestros días, responder a la demanda actual de la energía eléctrica con la opción de la hidroelectricidad ofrece ventajas significativas con respecto a otras fuentes de energía, puesto que es una tecnología madura y disponible en el país con bajos niveles de contaminación. Para Córdoba, dos son las escalas más viables en este momento: la pequeña (micro-turbinas), para lugares aislados y apoyo a un sistema distribuido y la escala media a grande en lo que refiere a los sistemas de turbinado/bombeo. Los tradicionales aprovechamientos de turbinado ya han sido realizados donde era factible. Sin embargo, sí es posible considerar al sistema cordobés como posible reservorio de energía para el sistema interconectado. Esto llevaría a refuncionalizar las centrales de los aprovechamientos sobre las cuencas del Xanaes y del Ctalamochita (el Suquía estaría demasiado comprometido), transformándolos en sistemas mixtos. Este capítulo introduce la historia de la hidroelectricidad en Córdoba, los aprovechamientos existentes y las posibilidades de desarrollo en las dos escalas mencionadas.

Palabras clave: Hidroelectricidad, Energía, Hidráulica, Microturbina, Turbina, Bombeo, Proyecto, Sistema.

Abstract

Córdoba was a pioneer in the use of hydropower. Nowadays, there still are remains from small dams that were used in the past to make use of hydropower, as well as the old first hydroelectric plants on the Suquia. Today, meeting the current demand for electricity with the option of hydropower offers significant advantages over other energy sources, as it is a mature technology available in the country with low levels of contamination. In the case of Córdoba, there are two viable scales at this time: the small one (microturbines) for isolated locations, and for support to a distributed system, and the medium to large scale when it refers to turbine/pump systems. The use of this kind of energy in its traditional turbine form has been already made in those places where it was feasible. However, it is possible to consider the province's system as a possible energy reservoir to the interlinked system. This would lead to refurbishing plants on the Xanaes and Ctalamochita watersheds, transforming them into mixed systems. This chapter introduces the history of hydroelectricity in Córdoba, the existing uses, and the possibilities of development in the two scales mentioned.

Keywords: Hydroelectricity, Energy, Hydraulics, Microturbine, Turbine, Pump, System.

Introducción

Dado que existe una relación estrecha entre energía, economía y calidad de vida, para contribuir a elevar el nivel de vida de las poblaciones aisladas debería asegurarse el acceso a ella en cantidad y calidad. Ahora bien, el país tiene fuentes primarias de energías renovables: solar, eólica, biomasa e hidráulica; identificar el recurso renovable más adecuado para generar electricidad y sus distintas alternativas es la mejor manera de aprovecharlo y asegurar el desarrollo de estas comunidades.

Asimismo, es importante que la tecnología elegida sea la de menor costo de operación y mantenimiento, para asegurar la sustentabilidad. En caso de que exista más de un recurso disponible en una zona específica, se deben establecer criterios que orienten sobre cómo elegir el más apropiado o bien, combinar el uso de más de un recurso.

La promoción de las tecnologías de energías renovables ofrece una doble ventaja: diversificación energética y la esperanza de desarrollo para muchas comunidades pobres y aisladas que no están conectadas a las grillas de transporte y distribución eléctrica. El suministro de energía a las comunidades aisladas se concibe como soporte a las actividades productivas, domésticas y comerciales de éstas. En consecuencia, es considerado como un componente estratégico dentro de un marco de trabajo para el desarrollo (Reyna y otros, 2012).

La provincia de Córdoba fue pionera en el aprovechamiento de la energía hidráulica. De esta primera etapa, la de la energía hidráulica como proveedora de energía mecánica, quedan aún hoy como muestra los restos de los tajamares y sus batanes y molinos para hacer uso de la energía renovable del agua. Con el advenimiento de la hidroelectricidad (la segunda etapa), también Córdoba se ubicó liderándola (usinas del río Primero o Suquía, luego del Tercero o Ctalamochita, del sistema del Segundo o Xanaes, del río Los Sauces - dique La Viña, etc.). En la primera etapa, es importante destacar el diseño amigable con el ambiente de las obras realizadas en las Estancias Jesuíticas. Éstas se integraron al ambiente natural generando los mínimos impactos posibles. Es probable que esto haya sido consecuencia de la conjunción de dos factores: la visión utópica de estos emprendimientos que llevaba a tener como principio la armonía en todo aspecto, y razones más prácticas emanadas de las experiencias previas en la construcción de obras hidráulicas, que llevaban a no actuar sobre el ambiente más de lo estrictamente necesario si se pretendía que la obra se mantuviera en el tiempo y fuera lo más económica posible. La segunda etapa no se caracterizó por su preocupación por el ambiente. De esta historia y nuestros orígenes en la hidráulica, se puede aprender que es necesario incorporar en la metodología de diseño una visión más amplia a la tradicional visión del proyectista de obras hidráulicas, en la que los requerimientos del proyecto estaban sólo definidos por cuestiones de tipo hidrológico, hidráulico, geotécnico y estructural (aparte de lo económico), considerando siempre el aspecto ambiental de la obra y su funcionamiento.

Llegamos hoy a una nueva y creciente demanda de la energía eléctrica, donde la hidroelectricidad, como energía renovable, ofrece ventajas significativas con respecto a otras fuentes de energía (esto, en todas las escalas de su aprovechamiento): tecnología madura; disponible en el país; no contamina, o contamina menos; produce energía

a la temperatura ambiente; permite realizar actividades de recreación; evita inundaciones por regular el caudal; no se consume la fuente; experiencia y tecnología accesibles a los países en vías de desarrollo. Pero ocurre que en la provincia de Córdoba gran parte de su potencial hidroeléctrico ya ha sido aprovechado, si se considera solamente su versión más difundida: aprovechamientos hidroeléctricos con embalses de cabecera para regulación y de magnitud mediana a grande. Es así que, para el caso particular de Córdoba, cuando se hace referencia a las escalas, dos son las más viables en este momento: la escala pequeña (microturbinas) para lugares aislados y apoyo a un sistema distribuido y la escala media a grande en lo que refiere a los sistemas de turbinado/bombeo, como compensadores de las otras energías renovables. Como se decía, los tradicionales aprovechamientos de generación de escala media (en el pasado considerados grandes) ya han sido realizados donde era factible, por tener vasos y cierres adecuados. Al presente, quedarían algunos posibles esquemas en la filosofía de ese tiempo, hoy objetados por la sociedad por razones ambientales (Cuesta Blanca y Anizacate). Sin embargo, sí es factible considerar al sistema cordobés como posible reservorio de energía para el sistema interconectado, en caso de que se continúe con el desarrollo de las energías renovables. Esto llevaría a la posibilidad de pensar en refuncionalizar las centrales y adaptar la obra civil de los aprovechamientos sobre el Xanaes, Ctalamochita y Los Sauces (el Suquía estaría demasiado comprometido), transformándolos en sistemas mixtos, como se está realizando al presente en Suiza y Austria, para compensar los importantes ingresos de la energía eólica.

Primero se introduce la historia de la hidroelectricidad en Córdoba para entender su camino y hacia dónde debería reencauzarse hoy; luego se habla de los aprovechamientos existentes y las posibilidades de desarrollo en las dos escalas mencionadas.

Los tajamares Jesuitas: las primeras presas de Córdoba

En Argentina, la energía hidráulica se desarrolló desde un comienzo con la construcción de tajamares para almacenar el agua para usarla en molinos y batanes. En Córdoba alimentaron a las Estancias que sustentaron el proyecto jesuítico que dio origen a la Universidad Nacional de Córdoba. En el período entre 1599, año de la llegada de la orden jesuita a Córdoba, y 1767, la Compañía de Jesús estableció un sistema socio-cultural, religioso, económico y territorial único en América hispana que marcó el desarrollo cultural, económico y territorial de la provincia. El sistema, centrado en la Ciudad de Córdoba,

se organizó alrededor de las empresas educativas y espirituales de la Compañía, dando origen al Colegio Máximo en 1610, a la Universidad en 1613, al Colegio Convictorio de Nuestra Señora de Montserrat en 1687 y al Noviciado. Para asegurar el sustento económico de esos emprendimientos culturales, se organizó y consolidó un sistema de estancias, establecimientos rurales productivos situados en el interior de la provincia. Las seis estancias fueron Caroya (1616), Jesús María (1618), Santa Catalina (1622), Alta Gracia (1643), La Candelaria (1678) y San Ignacio (1725) (Page, 2002).

Las primeras obras de los jesuitas dentro de las estancias fueron de ingeniería hidráulica. Sus sistemas hidráulicos tenían por finalidad el suministro de agua para riego de sus campos y huertas y suministro de fuente de energía para el movimiento de sus molinos y batanes. Dentro de la estancia, el agua era utilizada para uso doméstico y cumplía además la función de recolección de aguas servidas.

La propuesta de establecer embalses no sobre los cauces, sino en derivación, lejos de los ríos y realizar la alimentación de estos espejos de agua sólo a través de obras de toma y canales de conducción, resolvía el problema de las crecidas violentas e inesperadas que caracterizan los cauces de la zona. Esta elección les permitió a estas obras no sólo subsistir en sus días de producción sino perdurar hasta nuestros días.

En las Estancias Jesuíticas de Córdoba: La Candelaria, Santa Catalina, Alta Gracia y Caroya, los jesuitas construyeron diques artificiales denominados “tajamares”, constituyendo los embalses artificiales más antiguos de la provincia de Córdoba.

Estas presas en derivación fueron diseñadas para optimizar el aprovechamiento de los recursos hídricos locales y son las más antiguas de la provincia. Algunas de ellas continúan hoy en funcionamiento manteniendo las funciones para las que fueron creadas, otras cambiaron sus fines o se encuentran actualmente fuera de uso.

En general se pueden dividir en dos grupos de acuerdo a la magnitud de las obras de cierre y el tamaño de sus embalses. Los tajamares de Santa Catalina (figura 1) y Alta Gracia (figura 2) tienen magnitudes de los embalses y dimensiones de los cierres similares entre sí; lo mismo ocurre entre los tajamares de Colonia Caroya y La Candelaria. Otra similitud se presenta en que las dos primeras se encuentran actualmente con sus espejos de agua y las últimas dos (quizás debido a sus escasas dimensiones) se encuentran vacías. Además, todos los cierres fueron construidos con mortero de cal y cantos.



Figura 1: Vista del tajamar y obras de Santa Catalina (Reyna y otros, 2008).



Figura 2: Vista del tajamar y muro de Alta Gracia (Reyna y otros, 2008).

Orígenes de los aprovechamientos hidráulicos

El uso de la energía hidráulica no es nada nuevo y se remonta a más de 2000 años, desarrollándose lentamente. La disputa con la máquina de vapor en la revolución industrial le fue desfavorable debido al inconveniente de que las instalaciones debían situarse junto a los ríos, mientras que las máquinas de vapor se podían instalar en cualquier lado.

Al evolucionar la tecnología de la transmisión eléctrica, ésta permitió el gran desarrollo de las plantas hidroeléctricas y por consiguiente, de las turbinas hidráulicas. En este nuevo esquema de transformación de energías, energía hidráulica a energía eléctrica,

reemplazando el tradicional energía hidráulica a energía mecánica, las ruedas hidráulicas presentaban dos desventajas fundamentales: rendimiento bajo y velocidad de rotación muy lenta (4 a 10 rpm). Las turbinas hidráulicas nacieron para superar estas desventajas, aumentando drásticamente la eficiencia en la conversión energética, y su evolución ha sido el aumento cada vez mayor de la velocidad de rotación con el fin de conseguir potencias específicas más altas, lo que permite generación eléctrica a más bajo costo (Córdoba, 2013).

A principios de este siglo aparecen las turbinas hidráulicas de gran velocidad, ya vinculadas a la generación hidroeléctrica.

1848 - Turbina Francis	1879 - Turbina Pelton	1915 - Turbina Kaplan
1918 - Turbina Banki	1914 - Turbina Turgo	1950 - Turbina Deriaz
1970 - Turbina Bulbo		

Figura 3: Fechas de los distintos avances tecnológicos (elaboración propia).

Es de destacar que, con sólo mirar las fechas de los distintos avances tecnológicos (Figura 3), es fácil percibir que la hidroelectricidad es una tecnología madura (las microturbinas, por ejemplo, se basan todas en diseños de casi un siglo). Esto la distingue de las otras energías renovables. Lo novedoso en la hidroelectricidad tiene hoy mucho que ver con dónde aplicarla, en qué escala y cómo se resuelve el problema de la oposición social por sus impactos.

Las turbinas hidráulicas, como ha podido notarse, son máquinas cuyo desarrollo no pertenece a las últimas décadas. Hace más de 2000 años que el hombre hace uso de ellas y poco más de un siglo que las principales casas constructoras realizan un esfuerzo sistemático con el objeto de perfeccionarlas. Su evolución no ha terminado, sino que se adecua hoy a las necesidades de la energía limpia puesto que los sitios disponibles exigen turbinas más compactas y, sobre todo, más eficientes.

Aunque poco caudalosos, las características morfológicas de sus cuencas hicieron de los ríos cordobeses una relevante fuente energética, recurso que la provincia comenzó a aprovechar intensamente a partir de la construcción del dique San Roque (el más antiguo de los embalses de tipo moderno construido en Latinoamérica), y la instalación de la central hidroeléctrica, continuando con el aprovechamiento de los demás ríos y saltos, como se mencionaba anteriormente.

En el contexto actual, en Córdoba se podrían reemplazar las máquinas y sistemas de conducción y control que ya se encuentran en su vida útil en muchas de las centrales, por máquinas más modernas, más eficientes, que permitirían generar mayor cantidad de energía.

Hidroelectricidad

El aprovechamiento del recurso hídrico comenzó en tiempos antiguos con el uso de ruedas hidráulicas muy rudimentarias pero que permitían la producción de fuerza motriz para aliviar el trabajo manual del hombre. Luego este recurso contribuyó con la energía eléctrica, conectando éstas a un generador, contribuyendo con el progreso económico y la mejora de la calidad de vida de la población.

En la actualidad, el proceso de conversión de energía del recurso hídrico más difundido es la producción de energía eléctrica. El desarrollo de la tecnología ha permitido alcanzar altos niveles de eficiencia en la conversión de la energía hidráulica en energía eléctrica así como la instalación de grandes módulos de producción eléctrica.

El intercambio de energía se verifica por una acción mutua (acción y reacción) entre las paredes de los álabes y el fluido. La acción resultante del rotor sobre el fluido, serán fuerza y torque, que podrán calcularse mediante los principio de la cantidad de movimiento y momento angular. Calculada esta fuerza, y su momento con relación al eje de la máquina, el cálculo de la energía que recibe la máquina del fluido es inmediato. Las turbomáquinas son máquinas rotativas que permiten una transferencia energética entre un fluido y un rotor provisto de álabes o paletas, mientras el fluido pasa a través de ellos. El intercambio de energía mecánica y de fluido en una turbomáquina se verifica únicamente en el rotor. Los restantes órganos de la máquina por donde circula el fluido son simplemente conductos, o transformadores de una forma de energía que ya posee el fluido en otra. Cada tipo de turbina sólo puede trabajar con caudales comprendidos entre el nominal (para el que el rendimiento es máximo) y el mínimo técnico por debajo del cual no es estable (Fernández Mosconi, y otros, 2003).

Los sistemas eléctricos han evolucionado permanentemente hacia niveles crecientes de interconexión, primero nacionales, luego regionales y ahora internacionales. Los módulos de potencia de los productores eléctricos que se vinculan a estos sistemas interconectados son crecientes y las centrales térmicas han incrementado fuertemente su participación en el parque de la generación, desplazando

a las centrales hidráulicas de la oferta eléctrica (excepción hecha de aquellos países como Brasil, que tienen un muy alto potencial hídrico y escasos recursos de origen fósil) (Muguerza, 2008).

Los servicios energéticos han fomentado el desarrollo económico y mejorado el nivel de vida de la población mundial, con efectos positivos sobre el desarrollo social aun cuando los modelos de suministro y consumo de energía actuales se han vuelto insostenibles. El efecto invernadero y el cambio climático provocado por las emisiones de gases producidas por el uso de los hidrocarburos para la producción de energía representan un riesgo estratégico que está planteando el nuevo escenario energético. Ello sitúa al sector energético como prioridad y a las energías renovables como uno de sus principales instrumentos.

La energía hidroeléctrica ofrece ventajas significativas con respecto a otras fuentes de energía, particularmente en lo referente a costos de operación, otros beneficios y no aportar a las emisiones de carbono. Los impactos ambientales que produce la hidroelectricidad varían con la ubicación del aprovechamiento y con la solución tecnológica escogida. Desde el punto de vista de la ubicación, un aprovechamiento de montaña genera diferentes impactos que uno de llanura. Desde el punto de vista tecnológico, los aprovechamientos con embalse regulador generan impactos, cuantitativa y cualitativamente, diferentes a los generados por los aprovechamientos de pasada, dentro de los cuales cabría aun distinguir, a estos efectos, entre los que derivan el agua y los que no la derivan (ESHA, 2006). Teniendo en cuenta esto es que hoy se priorizan los que no la derivan (en caso de ser factibles técnica y económicamente) desde el punto de vista ambiental.

La energía hidroeléctrica es un tipo de energía renovable con un impacto ambiental reducido si se usa la fuerza hídrica sin represarla (en el caso de presas de embalse los impactos ambientales son mayores y deben ser evaluados con cuidado). La energía que se puede obtener en una zona depende de los cauces del curso de agua y las pendientes que estos tengan. Se puede transformar a muy diferentes escalas, existiendo desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales (Reyna y otros, 2011).

A partir de una visión general y considerando un contexto “macro” sobre la explotación de los recursos hídricos para la generación de energía, se puede mencionar que no es aprovechado el total del potencial de este recurso. En la actualidad no son muchos los pro-

yectos que obedecen a políticas energéticas, a pesar de leyes que incentivan a la generación de energía eléctrica por medio de la utilización de energías renovables (en Argentina, Ley 26.190 y Decreto Reglamentario 562/2009) para cubrir la falta de explotación del recurso. La política energética depende pura y exclusivamente del gobierno, por lo que se espera una mejora en la gestión, ya que poco o nada se puede hacer para modificar esta situación si no se tiene injerencia en estos niveles. Se recuerda que Argentina ha quedado últimamente muy atrás en la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos de gran escala, siendo que es uno de los países más favorecidos con este potencial. Sólo Europa Occidental y Norte América han llegado a aprovechar un gran porcentaje de su potencial, estando Latinoamérica entre las regiones que más les falta desarrollarlo.

En el contexto “micro”, la situación desmejora aun más debido a que los proyectos de explotación en pequeñas escalas o de micro-aprovechamientos se caracterizan por, primero, relacionarse con una baja rentabilidad, lo que conlleva un bajo interés en la inversión de este tipo de proyectos; segundo, por un desconocimiento de las tecnologías adecuadas para llevar adelante este tipo de explotación; y tercero, por la insuficiencia en la tecnología específica adecuada a la región, lo que ocasiona el uso de tecnología de importación con costos elevados y bajos rendimientos, por no ajustarse a la realidad y características de la zona en estudio.

Actualmente, las energías renovables han dejado de ser tecnologías caras y minoritarias para ser plenamente competitivas y eficaces de cara a cubrir las necesidades de la demanda. Dentro de estas energías renovables se encuentra la energía hidroeléctrica como un importante aliado en la generación de energía limpia y autóctona. Curiosamente, en el caso argentino, siendo que fue la primera de las renovables que produjo energía eléctrica en gran escala, hoy está relegada a un segundo plano frente a la térmica de combustibles fósiles.

Centrales reversibles

Una central hidroeléctrica reversible es una central hidroeléctrica que además de poder transformar la energía potencial del agua en electricidad, tiene la capacidad de hacerlo a la inversa, es decir, aumentar la energía potencial del agua (por ejemplo subiéndola a un embalse), consumiendo para ello energía eléctrica. De esta manera puede utilizarse como un método de almacenamiento de energía.

Están concebidas para satisfacer la demanda energética en horas pico y almacenar energía en horas valle.

Aunque lo habitual es que estas centrales turbinen/bombreen el agua entre dos embalses a distinta altura, existe un caso particular llamado *centrales de bombeo puro* donde el embalse superior se sustituye por un gran depósito cuya única aportación de agua es la que se bombea del embalse inferior (Figura 4, vista de la central del Complejo Hidroeléctrico Río Grande, caso de turbinado/bombeo “no puro”).



Figura 4: Vista de la central del complejo Hidroeléctrico Río Grande (www.epec.gov.ar).

Las centrales reversibles o de bombeo comenzaron a experimentar su primer gran auge en la década de los sesenta con el fin de absorber los excedentes eléctricos nocturnos de las centrales nucleares (que no se pueden conectar o desconectar a placer) y para generar electricidad durante los picos de consumo diurnos. Hoy viven su segunda juventud gracias a la necesidad de absorber los picos de generación de energía de las otras renovables (particularmente la eólica y la solar) y aprovechar los valles energéticos.

Este tipo de centrales permiten optimizar los planes de despacho de energía otorgándole mayor flexibilidad al sistema. Algunos ejemplos (Míguez y otros, 2011):

- a. Cuando la oferta de energías de despacho libre es muy alta (por ejemplo eólica y solar) y la demanda es baja permite almacenar dicha energía, en vez de exportarla a precios bajos o tener que sacar de servicio centrales, para luego utilizarla en momentos de menor oferta y mayor demanda.

- b. Permite aprovechar eventuales importaciones de energía en períodos de valle para utilizar en períodos de punta.
- c. Permite evitar el apagado de centrales con altos costos de arranque por períodos cortos.
- d. Permite amortiguar la volatilidad de potencia de energía eólica, disminuyendo la necesidad de potencia rotante.

Para el caso de Córdoba, podría pensarse en cómo transformar los sistemas sobre los sistemas de las cuencas del río Tercero, Segundo y Los Sauces, que ya tienen embalses de magnitud y los sistemas de turbinado en funcionamiento. Una planificación estratégica adecuada del sistema eléctrico argentino debería estar pensando, como ya lo hizo Europa, en la coordinación adecuada de las distintas fuentes de la matriz eléctrica y, en particular, en el aprovechamiento de los sistemas hidroeléctricos en su función de almacenamiento.

Minicentrales hidráulicas

Existen diversas áreas rurales marginales que presentan inconvenientes en el suministro eléctrico por medio de líneas convencionales de distribución. Esto se debe a que éstas poseen un alto costo para una baja densidad de población, lo que conduce a que esos habitantes no gocen de los beneficios que provee la electricidad. La producción de energía eléctrica en las zonas rurales marginales puede realizarse aprovechando la energía disponible en un salto hidráulico con máquinas hidráulicas de tamaños reducidos como son las miniturbinas o microturbinas hidráulicas.

Existen diferencias significativas en cuanto a producción, consumo y flujos energéticos interregionales, lo que marca acentuadas dependencias en algunas de ellas. Las grandes distancias entre los lugares de producción, distribución y consumo influyen notablemente en la calidad del servicio; además, los altos costos de transporte en muchos casos se trasladan a las tarifas. Existen lugares en los cuales las posibilidades de interconexión con la red son muy bajas, y son en consecuencia sectores en los cuales los sistemas de generación descentralizados comienzan a aparecer como protagonistas válidos. En este contexto, las hidroeléctricas de dimensiones reducidas son emblemáticas en la investigación de fuentes energéticas alternativas.

Las microturbinas hidráulicas pueden ser utilizadas en todas las zonas del país donde se dispone de arroyos con saltos y condiciones naturales adecuadas para su instalación. Sin embargo su uso es

todavía incipiente y no generalizado. Como ejemplo de desarrollo, en los años ochenta, mediante la implementación de un programa oficial de desarrollo entre el Gobierno de la Provincia y la Universidad Nacional de Misiones, se construyeron siete proyectos hidráulicos en pequeñas localidades rurales, para abastecer de electricidad a viviendas próximas a los recursos hídricos. El de mayor potencia instalada fue de 50 kW y el de mayor número de usuarios fue de 50 familias. En Córdoba, la población rural es el 11,3 % de la población de la provincia y el 6% se encuentra en zonas aisladas. El 30% de la población rural se considera que no se encuentra conectado al sistema de distribución eléctrica (Reyna y otros, 2011) mostrando estos guarismos la posibilidad de aportar que tienen las microturbinas en estos casos.

Tipos de minicentrales hidroeléctricas

Como se decía, es de gran interés el acceso a la energía eléctrica en zonas rurales a las que no llega el sistema interconectado de la red eléctrica nacional. El diseño de máquinas hidráulicas pequeñas es una buena opción, no sólo por su bajo costo y facilidad de construcción, sino para aprovechar y no desperdiciar la energía hidráulica disponible a pequeña escala.

Las centrales hidroeléctricas, y dentro de ellas las minicentrales hidroeléctricas, están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presente el lugar donde vayan a ser ubicadas. Cuando se vaya a poner en marcha una instalación de este tipo hay que tener en cuenta que la topografía del terreno va a influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria.

Según el emplazamiento de la central hidroeléctrica se puede realizar la siguiente clasificación general:

- Centrales de agua fluyente. Captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y, una vez utilizado, se devuelve al río.
- Centrales de pie de presa. Se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa.
- Centrales en canal de riego o de abastecimiento.

Ejemplo de minicentral hidroeléctrica

Un caudal y una altura de salto definen un punto en el plano que reúne las envolventes operacionales de cada tipo de turbina. Cualquier turbina dentro de cuya envolvente caiga dicho punto podrá ser utilizada

en el aprovechamiento en cuestión. La elección final será el resultado de un proceso iterativo, que balancee la producción anual de energía, el costo de adquisición y mantenimiento, y su fiabilidad (Figura 5).

La turbina hidráulica no convencional Michell-Banki (Turbina de flujo transversal), fue patentada por George Maldon Michell en 1903; y Donat Banki de la Universidad Técnica de Budapest la desarrolló y difundió entre 1917 y 1919. La turbina fue posteriormente perfeccionada por la casa Ossberger de Baviera (Alemania), que desarrolló el modelo Michell-Ossberger. Esta turbina puede describirse como de acción, de flujo transversal, de doble paso o efecto, de admisión parcial y de flujo radial centrípeto-centrífugo. Su característica principal es que un amplio chorro de agua de sección rectangular incide dos veces, cruzando por el interior del rotor, sobre los álabes. La diferencia fundamental respecto a otras turbinas es que no se produce deflexión axial del agua, la que se mueve sobre planos perpendiculares al eje del rotor (Bazo, 1983).

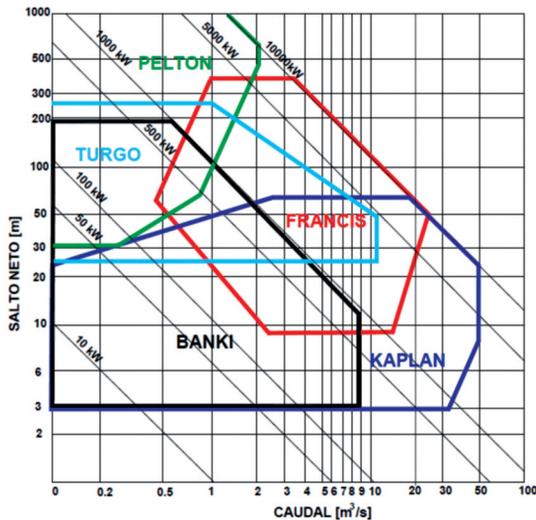


Figura 5: Clasificación de las turbinas en función del salto (Fernández Mosconi y otros, 2003).

La turbina consta de dos elementos principales: un inyector y un rotor. El rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de arco circular (Fernández Mosconi y otros, 2003).

Una turbina Michell-Banki opera en condiciones similares cuando el valor Q/H_n es constante; también se sabe que la eficiencia de estas turbinas no varía apreciablemente en amplios intervalos de valores de Q y H_n (Paz Pérez y otros, 2007). En la tabla 2 se presentan las recomendaciones de diámetros del rotor obtenidas de las experiencias recabadas de distintos aprovechamientos hidroeléctricos existentes y pruebas de laboratorio (INE, 1986).

Tabla 2. Resumen de las principales características (Instituto Nacional de Energía [INE], 1986)	
$Q/\sqrt{H_n}$	Diámetro del rotor (D) (mm)
0.02236 – 0.04743	200
0.04743 – 0.07906	300
0.07906 – 0.11068	400
0.11068 – 0.15812	500

El diámetro interno del rotor (D_i) se obtiene de la siguiente expresión (Paz Pérez y otros, 2007):

$$D_i = 0,66 \cdot D$$

La selección del número de álabes se realiza en base al diámetro y las condiciones de funcionamiento de la turbina, es decir, altura y caudal (ITDG_Group, 2006). Una vez realizados los diseños hidráulicos de los elementos de la turbina es necesario el diseño mecánico de las componentes fijas y móviles que componen la máquina de manera que pueda soportar los esfuerzos a que estarán sometidas.

La figura 6 muestra una turbina Michell Banki realizada con un diseño elaborado en la FCEFyN y ejecutada en un centro de mecanizado computarizado CNC en Córdoba. En cuanto a los materiales utilizados, fueron acero SAE 1020 y 1045, habiendo cincado en caliente todas las superficies que se encontrarán en contacto directo con el agua (Proyecto de investigación, “Aplicación de energías renovables para generación eléctrica en comunidades rurales. Inventario de potencial hidroeléctrico para el aprovechamiento con pequeñas turbinas y estudios de sitios para su instalación en la provincia de Córdoba” - SECyT).

Con respecto al estudio de sitios se puede mencionar como ejemplo la localidad de Lutti. Lutti se encuentra en el departamento Calamuchita, perteneciente a la provincia de Córdoba de la república Argentina (Figura 7). Está a una distancia de 253 km hacia el sudoeste de Córdoba Capital, a 1700 metros sobre el nivel del mar, en las sierras cordobesas. Actualmente cuenta con 10 casas, policía, sanatorio, comisaría y escolita. Las casas no cuentan con suministro de energía eléctrica, a excepción de la escuela que tiene un sistema autónomo de energía solar fotovoltaica. En sus proximidades atraviesa el arroyo Lutti, que forma parte de los afluentes del Río Grande y que éste a su vez alimenta al Lago Embalse.

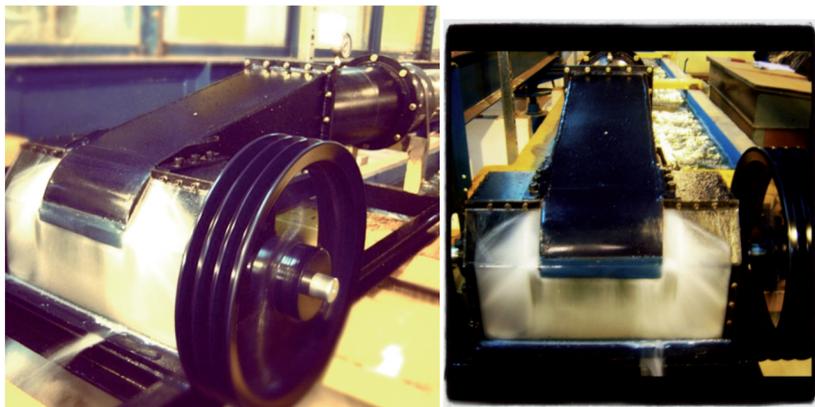


Figura 6: Turbina Michael-Banki desarrollada en Córdoba e instalada en el Laboratorio de Hidráulica. FCEfYN, Universidad Nacional de Córdoba.



Figura 7: Arroyo Lutti cerca de la localidad de Lutti, ubicación cercana a la analizada para la instalación de una minicentral hidroeléctrica.

Para este caso la máquina seleccionada fue una turbina Michell-Banki de las siguientes características (Góngora, 2012):

Caudal	$Q=0,053\text{m}^3/\text{s}$
Salto bruto	$H_b=15\text{ m}$
Potencia bruta	$P=7,78\text{kW}$
Ángulo de las velocidades " a c	$\alpha = 16^\circ$
Ángulo de las velocidades " a w	$\beta = 30^\circ$
Coefficiente del inyector	$k_c=0,967$
Diámetro externo del rotor	$D=200\text{ mm}$
Diámetro interno del rotor	$D_i=132\text{ mm}$
Velocidad de giro	$N=760\text{ rpm}$
Número de alabes	$z=22\text{ alabes}$
Espesor del alabe	$e=5,16\text{ mm}$
Ángulo de entrada al alabe	$\theta=74,5^\circ$
Ancho del rotor	$B=0,15\text{ m}$
Longitud de arco del inyector	$L_a=0,129\text{ m}$
Ángulo de admisión del inyector	$\theta_a=74,94^\circ$
Envolvente del inyector	$\tau_{\theta} = 0,10 \cdot 2,71 \left[\frac{1 - \frac{\theta}{73,94}}{0,1 \cdot 1,47} \right] \cdot 0,053$
Ancho del inyector	$B_i=0,106\text{ m}$
Caudal en un alabe	$Q_a=0,014\text{ m}^3/\text{s}$
Distancia del disco a la chumacera	$a=110\text{ mm}$
Diámetro del eje	$d_e=35\text{ mm}$

Comentarios

Con respecto a la adaptación de las centrales de bombeo y turbinado en la provincia de Córdoba, los sistemas de los ríos Segundo, Tercero y Los Sauces se podrían adecuar (realizando las obras civiles y electromecánicas correspondientes) para agregar al sistema de centrales reversibles como el sistema del Río Grande y mejorar el manejo de las demandas de pico en el sistema interconectado nacional. Esto devolvería a la provincia relevancia en lo referente a la hidroelectricidad. Estos planteos de colaborar en los sistemas para satisfacer las demandas en los picos deberían venir acompañados con políticas tarifarias que fomenten el uso de energía en los denominados valles de consumo, para reducir los picos de demanda energéticos

que requieren la aplicación de sistemas de generación de energía eléctrica más costosos económicamente y menos sustentables. La central de Río Grande es un orgullo cordobés que actualmente no es aprovechada plenamente, lo que podría revertirse y replicarse a otros sistemas para hacer más eficiente la producción de energía, aportando a conceptos de uso eficiente del recurso.

En cuanto al tema de la eficiencia de las máquinas existentes, se podrían reemplazar los equipos electromecánicos que ya han cumplido su vida útil por equipos más eficientes, mejorando la producción de energía eléctrica, utilizando la misma infraestructura civil y adecuando la infraestructura electromecánica a estos equipos instalados.

Con respecto a la microgeneración y generación aislada, las ventajas de las microcentrales hidroeléctricas distribuidas sobre el territorio no plantean tanto la aportación energética que puede darse al sistema interconectado eléctrico nacional, cuanto el valor de la utilización del recurso hídrico en su conversión eléctrica a nivel local. La generación local permitiría aportar al sistema eléctrico local y regional en la época donde los cursos de agua son ricos y coincidentemente las demandas eléctricas son mayores, y en las épocas de invierno donde los cursos de agua se encuentran en estiaje se generaría en menor escala sólo para apoyar al suministro local.

Es importante destacar que el potencial hidroeléctrico en pequeña escala bien proporcionado y ubicado resulta económicamente competitivo respecto a las otras fuentes energéticas renovables y, considerando los costos globales reales, también respecto a las fuentes energéticas tradicionales. Las instalaciones microhidráulicas representan por lo tanto una forma de energía valiosa, porque con un impacto medioambiental bajo utilizan una fuente energética renovable, que de otra manera se perdería. El estudio de los sitios y la adecuada elección de las obras de toma y la microturbina permiten que los sistemas aislados sean eficientes y resuelvan los problemas energéticos de comunidades, que de otra manera no encuentran solución a sus problemas y por ende se encuentran relegados social y económicamente. La situación de alejamiento de los grandes centros de consumo y de las líneas de energía convencionales los aísla todavía más, reduciendo sus posibilidades de incorporarse a los sistemas productivos regionales. Su situación de vulnerabilidad se convierte en un círculo de difícil solución a través de los sistemas integrados, puesto que al no ser rentables no pueden acceder a estos sistemas y este mismo aislamiento les impide crecer económicamente.

Los estudios de eficiencia de máquinas para pequeña escala y los modelos físicos con materiales y tecnología local permitirán presentar alternativas viables para resolver los problemas de energía incorporando soluciones ambientales integradas.

Los criterios básicos para el diseño actualizado de aprovechamientos hidroeléctricos sin represamiento a pequeña escala se deben derivar de las condiciones naturales dominantes, premisas constructivas y operativas, necesidad de aprovechar el recurso hidroeléctrico (paradigma preexistente) y las fuertes restricciones ambientales para un desarrollo sustentable que enmarcan la zona de ubicación de las obras (nuevo paradigma).

Recordemos, finalmente, que siempre se usaron fuentes renovables de energía; fueron las no renovables las que aparecieron más recientemente. Fue la hidráulica la primera renovable que se usó a gran escala. Volver a darle el lugar que le corresponde no es más que volver a nuestros orígenes y entender que el tiempo de los combustibles fósiles ya está terminando.

Bibliografía

- BAZO, C. A. H. (1983), Manual de Diseño, Estandarización y Fabricación de Equipos para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Quito, Ecuador: OLADE.
- CÓRDOVA, R. (2013), "Breve Historia de las Turbinas Hidráulicas. Desde la ciencia". [Online: <http://www.uca.edu.sv/deptos/ccnn/dlc/pdf/turbinas.pdf>].
- EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CÓRDOBA (EPEC), www.epec.gov.ar.
- ESHA, ASSOCIATION, EUROPEAN SMALL HYDROPOWER (2006), Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica. Unión Europea: Dirección General de Energía. Comisión Europea.
- FERNÁNDEZ MOSCONI, J.; AUDISIO, O. y MARCHEGIANI, A. (2003), Pequeñas Centrales Hidráulicas. Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería. Neuquén, Argentina.
- GÓNGORA VALDIVIA, C. (2012), Micro Turbinas para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Turbina Michell-Banki. Tesis de Maestría en Ciencias de la Ingeniería – Mención en Recursos Hídricos. FCEfyN, Universidad Nacional de Córdoba, Argentina.

- INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA (INE) (1986), Estandarización de turbinas Tipo Michell-Banki. Quito, Ecuador: Instituto Nacional de Energía.
- ITDG_GROUP, INTERMEDIATE TECHNOLOGY DEVELOPMENT (2006), Ficha Técnica Turbina Michell-Banki. Lima, Perú.
- MÍGUEZ, J.; ROCA, J.; SALTRE, J. (2011), “Valoración de proyectos de Centrales Hidráulicas de Bombeo y su aporte a la integración de eólica al sistema. Instituto de Ingeniería Eléctrica”. Trabajo de fin del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE). Montevideo, Uruguay: Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
- MUGUERZA, D. (2008), “Micro Centrales Hidroeléctricas”. Apunte. [Online: http://grupos.emagister.com/documento/micro_central_hidroelectrica_doctor_daniel_muguerza/1167-61029].
- PAGE, C. A. (2000), “El Camino de las Estancias. Las Estancias Jesuíticas de Córdoba y la Manzana de la Compañía de Jesús. Inscripción en la lista del Patrimonio de la Humanidad”. 1ª Edición, Publicado por la Comisión del Proyecto en Córdoba, Argentina.
- PAZ PÉREZ, E.; CARROCI, L.; MAGALHÃES FILHO, P.; ROMERO LUNA, C. (2007), “Metodología de Diseño Hidráulico y Mecánico de una Turbina Michell-Banki”. Memorias del 8º Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica. Cusco, Perú.
- REYNA, S.; REYNA, T.; FULGINITI, F.; LÁBAQUE, M.; TOSELLI, L.; GIÓVINE, L. (2011), “Energía y Obras Hidráulicas para un Desarrollo Ambientalmente Sustentable en Argentina: Sistema Cóndor Cliff – La Barrancosa”. 3º Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía. Buenos Aires, Argentina.
- REYNA, T.; REYNA, S.; LÁBAQUE, M.; RIHA, C.; GIMÉNEZ, E. (2012), “Aplicaciones de Usos de Energías Renovables. Microturbinas de Generación Hidroeléctrica”. Memorias del XXV Congreso Latinoamericano de Hidráulica. San José, Costa Rica.
- REYNA, S.; REYNA, T. LÁBAQUE, M.; MURIALDO, R.; PESCI, H.; REYNA; E. (2008), “Las Obras Hidráulicas Jesuíticas de Córdoba: Base Del Desarrollo Económico de Las Estancias”. En XII Jornadas Internacionales sobre las Misiones. Buenos Aires.

PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

[NUCLEAR POWER PARTICIPATION IN ELECTRICAL ENERGY MATRIX]

*Héctor Alfredo Malano
Carlos Alberto Fernández Acevedo
Francisco Atilo Gazzera
Gustavo Alfredo Bustos
Pablo Cantero*

Resumen

La energía eléctrica de origen nuclear en la actualidad participa en aproximadamente el 5% en la matriz energética de nuestro país y se espera que en el futuro ese porcentaje sea mayor.

En este trabajo se trata de dar una breve información sobre los aspectos más importantes de esta tecnología, desde aspectos básicos de la física nuclear a su utilización industrial, incluyendo lo referido al ciclo de combustible.

Se proporcionan datos históricos particularmente en la órbita de la Provincia de Córdoba y se informa de la situación actual en nuestro país y el mundo de la producción energética de origen nuclear.

Por último se proponen dos proyectos para generación de energía eléctrica de origen nuclear en el futuro mediato, uno de gran potencia y otro de potencia media-baja con aplicación de la tecnología CAREM de desarrollo totalmente nacional.

Palabras clave: Central nuclear, Reactor nuclear, Ciclo combustible, Energía atómica, CAREM.

Abstract

The electricity from nuclear power in the energy matrix of the country takes about 5%, and it is likely that future participation will be greater.

This paper tries to give brief information about the most important aspects of this technology, from basics of nuclear physics to industrial use, including referral to the fuel cycle.

Historical data are provided particularly in the orbit of the Province of Córdoba and reports the current situation in our country and the world of energy production from nuclear sources.

Finally we propose two projects for power generation from nuclear power in the medium future, a great power plant and a lower-middle power with application of national technology development named CAREM.

Keywords: Nuclear Power Station, Nuclear Reactor, Fuel Cycle, Atomic Energy, CAREM.

1. Introducción

1.a. Conceptos generales sobre energía y su importancia en el desarrollo económico y social de un país

Es necesario destacar el papel relevante del consumo de energía en la evolución de las sociedades a lo largo de la historia de la humanidad y, además, poner de manifiesto su gravitación económica, política, social y, aún, cultural en el desarrollo de las mismas.

En las últimas tres décadas del siglo pasado se fue tomando conciencia del agotamiento cercano de las fuentes de energía y de la necesidad de conservar el medio ambiente, razón por la cual debía eliminarse el despilfarro en el consumo de energía y, en lo posible, se debía apelar al uso de energías renovables a fin de mantener un desarrollo sustentable de la sociedad. Paralelamente a la evolución de estas ideas, se fue desarrollando la tecnología de la generación nucleoelectrónica que, además de hacerlo con altísima eficiencia, lo logra a partir de la utilización del uranio, material que no tiene ningún otro uso alternativo en la sociedad actual.

1.b. Conceptos generales sobre matriz energética (M. E.)

Definir políticas sobre energía implica, entre otras cosas, establecer la matriz energética en cada país o región, y ello representa una decisión estratégica.

Dentro de ese contexto, toma sentido el criterio de “Diversificar la matriz energética, verificando la relevancia de las fuentes naturales que tiene cada espacio geográfico”, con lo cual se debe pretender asegurar un desarrollo sustentable en dicho espacio y contribuir, desde ese espacio, a la mitigación del cambio climático.

Esta realidad está impulsando la toma de posición respecto a las diferentes fuentes de energía, apareciendo, a partir del impacto producido por cada fuente a lo largo del ciclo de vida, nuevas denominaciones y nuevas unidades para medirlo.

De ello se desprende que la matriz energética nacional, regional y mundial deberá integrarse en los próximos años con todas las fuentes de energía existentes, debiendo ser la tendencia al crecimiento de las fuentes de energía sin emisión de CO₂, y decrecimiento de las de alta emisión de CO₂.

1.c. Historia y características de la energía nuclear

La historia del descubrimiento de la energía nuclear se remonta a las investigaciones de Henri Becquerel y Wilhelm Roentgen, ocurridas en 1895 y 1896 respectivamente.

El primero de ellos descubre las radiaciones ionizantes (en este caso “radiación natural”) al colocar accidentalmente en un cajón de su escritorio unos trozos de rocas radiactivas sobre papeles fotográficos sin revelar, los cuales quedaron sensibilizados por tales radiaciones. El segundo, por su parte, descubre que durante las descargas eléctricas en tubos con gases enrarecidos se desprendían radiaciones, las que se llamaron originalmente “rayos Roentgen”.

Estos descubrimientos produjeron gran interés entre los científicos, lo que condujo a intensas investigaciones y extraordinarios descubrimientos que tuvieron rápidas aplicaciones prácticas. También pronto se comprobó que estas radiaciones naturales e inducidas por el hombre eran de características teratógenas, es decir, malignas para el hombre y los seres vivos en general.

Durante los siguientes 45 años las radiaciones ionizantes se utilizaron casi exclusivamente en el ámbito médico, ya sea para el diagnóstico de enfermedades internas mediante el uso de rayos X (rayos Roentgen), o bien para el tratamiento de algunas enfermedades cutáneas usando ungüentos con sales radiactivas. Esto fue así hasta que Enrico Fermi construyó, en 1942, el primer reactor nuclear, que funcionaba aprovechando el fenómeno físico de fisión, nunca

antes utilizado. Este fenómeno, dicho en pocas palabras, consistía en la rotura del núcleo del átomo de uranio, del cual se extraía gran cantidad de energía.

Otro hito importante en esta historia es la detonación de la primera bomba nuclear de fisión (mal llamada bomba atómica), que se llevó a cabo en Álamo Gordo, Estados Unidos, en 1945, a la que siguieron las de Hiroshima y Nagasaki.

Desde 1942 hasta principios de la década de 1960, la historia de la humanidad estuvo signada por la llamada “Guerra Fría” y el desarrollo de la energía nuclear se vio dirigido casi exclusivamente a las aplicaciones bélicas. Durante este período aparecieron las primeras centrales nucleares, en las cuales el objetivo principal de su producción era la obtención de material físil para producir artefactos explosivos de uso militar, mientras que la electricidad producida era un subproducto que, comercializado, buscaba abaratar los elevados costos de producción de tales elementos bélicos. Por otra parte, otro objetivo en el desarrollo de los reactores nucleares era su posible utilización en la propulsión naval, particularmente en submarinos y portaaviones.

Como consecuencia del desarrollo antes descrito, a partir de la década del 1960 las centrales nucleares se consolidaron como fuentes confiables para la producción de energía eléctrica en el ámbito civil. Esa etapa llega hasta el presente y, durante este período, se desarrollaron varios tipos de reactores nucleares que fueron mostrando sus ventajas y fortalezas, así como también sus debilidades.

Podemos decir que, al día de hoy, el panorama está bastante claro y definido, quedando como únicos protagonistas de esta carrera los reactores con agua a presión, tales como los: PWR (*pressurized water reactor*) y los PHWR (*pressurized heavy water reactor*), con agua liviana y agua pesada, respectivamente.

1.d. Conceptos básicos de Física Nuclear

Materia y energía

A principios del siglo XX, en 1905, Albert Einstein dio a conocer su teoría especial de la relatividad. En ella, el científico estableció que “materia y energía son únicamente dos manifestaciones diferentes de la misma realidad física fundamental” y que pueden convertirse la una en la otra según la ecuación:

$$\Delta E = \Delta m c^2$$

Donde: m = Masa y c = Velocidad de la luz

En el estudio de la estructura del núcleo, consideramos a éste constituido por protones y neutrones, pero debe tenerse en cuenta que la masa de un núcleo es menor que la suma de las masas de sus componentes.

Esta pequeña diferencia en masa es equivalente a una enorme cantidad de energía (de acuerdo con la ecuación de Einstein). Por ejemplo, la energía liberada al formar un núcleo de helio combinando dos protones y dos neutrones, es siete millones de veces mayor que la que se libera al quemar carbón según el proceso ordinario de combustión, considerados estos fenómenos por unidad de peso.

Luego, si se pueden combinar dos nucleídos ligeros para formar uno más pesado, el nuevo núcleo pesará menos que la suma de los dos originales, apareciendo la diferencia en masa como energía.

Por otra parte, si un núcleo pesado pudiera dividirse en partes, la suma de las masas de los fragmentos sería menor que la masa del núcleo original.

En ambos procesos, una pequeña cantidad de materia desaparece. Estos procesos, hoy conocidos por el hombre, constituyen la *fusión* y la *fisión nuclear*.

Lo que Lord Rutherford había pronosticado, teóricamente, se convirtió en realidad cuando el 2 de diciembre de 1942, como ya dijimos, Enrico Fermi puso en funcionamiento en Chicago el primer reactor nuclear, que empleaba el proceso de fisión. Se había iniciado el aprovechamiento de la energía nuclear.

Reacciones nucleares

Cuando una partícula nuclear externa, utilizada como proyectil, interacciona con el núcleo de un átomo es posible provocar una reacción nuclear.

En 1936 Niels Bohr estableció la idea de la existencia de un núcleo compuesto en las reacciones nucleares. Según ésta, al penetrar el proyectil, o partícula, en el núcleo de un átomo daba lugar a un núcleo compuesto en estado excitado, a partir del cual, finalmente, se producía la formación del núcleo resultante y la emisión de una o más partículas y/o rayos gamma.

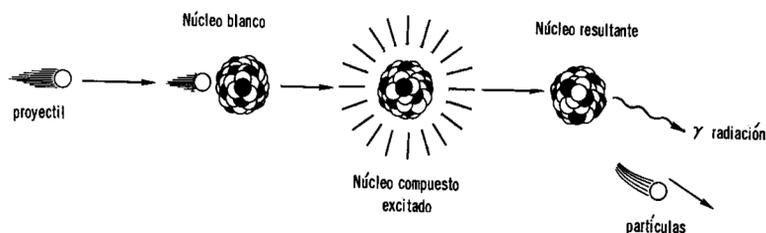


Figura 1: Esquema de una reacción nuclear

De esta manera se han logrado muchos tipos de reacciones nucleares utilizando otros tipos de partículas. En particular, el descubrimiento del neutrón en 1932 marcó un hallazgo sin precedentes, pues debido a la ausencia de carga de dicha partícula y de su poder de penetración fue utilizado (especialmente por Fermi) para penetrar los núcleos de los elementos pesados que poseen carga eléctrica elevada.

Sección eficaz

La probabilidad de que una partícula utilizada como proyectil en una reacción nuclear interactúe con un núcleo, se describe introduciendo el concepto de *sección eficaz*. Sabemos que si un núcleo es bombardeado con una partícula determinada, pueden tener lugar diferentes procesos: dispersión, transmutación de un elemento en otro (suele provocar elementos radiactivos), partición o rompimiento del núcleo (fisión), etc. La probabilidad de estos efectos se describe en términos de la sección eficaz.

Es decir, es un área imaginaria asociada a cada núcleo; si el proyectil llega a ésta, la reacción nuclear tiene lugar.

Mientras mayor sea esta área, la probabilidad de que se produzca el evento será mayor. La sección eficaz puede ser mayor o menor que la sección geométrica, la cual corresponde a la superficie del núcleo calculada a partir del radio del mismo.

La sección eficaz varía de acuerdo con la energía de la partícula incidente y con el proceso que se considere. La unidad que se emplea para medirla es el barn, el cual equivale

$$1 \text{ barn} = 10^{-28} \text{ m}^2$$

Descubrimiento de la fisión nuclear

Después del descubrimiento del neutrón y la radiación anti-

ficial, Fermi inició una serie de experimentos bombardeando cuanto elemento pudo con neutrones. Al bombardear el uranio con neutrones, éstos eran capturados por los núcleos de aquéllos, convirtiéndose el uranio en un núcleo tal que el movimiento de protones y neutrones en el mismo era violentísimo. Las oscilaciones provocadas terminaban finalmente produciendo la fisión o bipartición del mismo, liberándose una enorme cantidad de energía. La fisión nuclear era una realidad.

A partir de ese momento (1939), el estudio de la fisión nuclear se convirtió en tema de estudio en el mundo entero, culminando con la aparición del primer reactor nuclear (1942) y el estallido de la bomba atómica (1945).

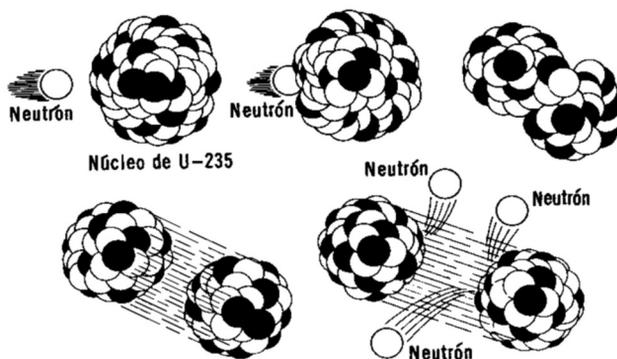


Figura 2: Esquema de la fisión de un núcleo de U^{235}

Energía liberada en la fisión

Una de las propiedades más relevantes del proceso de fisión es la magnitud de la energía liberada, que vale unos 200 MeV y que resulta enorme si se la compara con los valores de algunos MeV propios de las demás reacciones nucleares, y de sólo 4eV en las reacciones químicas.



Puede calcularse la energía total liberada partiendo de la masa del U^{236} y de una pareja típica de productos de fisión, como productos estables finales de las cadenas, por ejemplo el ${}_{42}Mo^{95}$ y el

${}_{57}\text{La}^{139}$, la suma de sus masas es 233,900 u.m.a., liberándose aparentemente dos neutrones promedio en este proceso de fisión, por lo que la masa total es de 235,918 u.m.a. mientras que la masa del ${}_{92}\text{U}^{236}$ es de 236,133 u.m.a. El exceso de masa que se transforma en energía vale entonces:

$$236,133 - 235,918 = 0,215 \text{ uma}$$

como una u.m.a. (Unidad de Masa Atómica), equivale a 931 MeV, la energía liberada en el proceso es de 198 MeV.

Aunque existen por lo menos 30 modos diferentes de división del núcleo por fisión, el exceso de masa es aproximadamente el mismo para todos los procesos y cabe aceptar como correcto el valor de 200 MeV, calculado del modo indicado, para la cantidad media de energía liberada por fisión. La cantidad total de energía liberada es la suma de la energía cinética de los fragmentos de fisión, de la energía cinética de los neutrones emitidos, de la energía radiante de los rayos inmediatos y de la energía total que interviene en el proceso de desintegración que dan lugar a la formación de la cadena de los productos de fisión.

Liberación de energía en la fisión del U^{235}

En cinética de los fragmentos de fisión	167 MeV
En cinética de los neutrones de fisión	5 MeV
Rayos inmediatos	7 MeV
Energía de desintegración	5 MeV
Energía de desintegración	5 MeV
Energía de los neutrinos	11 MeV
Energía total	200 MeV

Esta no es la totalidad de la energía liberada en el reactor. Algunos neutrones después de perder toda su energía cinética pueden llegar a producir reacciones (n, γ) con los materiales estructurales del reactor, y algo más de 8 MeV pueden ser liberados en estas reacciones.

Reacción en cadena

En la fisión de elementos pesados se emite más de un neutrón (ejemplo U^{235} : 2,5 neutrones promedio por fisión). Puesto que esta partícula puede provocar nuevas fisiones en determinadas condiciones, es posible mantener una reacción en cadena o autosostenida. La energía liberada en un proceso de este tipo es enorme. Si la liberación de energía está controlada, estamos en presencia de un reactor nuclear de fisión; si no lo está, estamos en presencia de una bomba atómica, o mejor dicho, una bomba nuclear. El control de la fisión es hoy una realidad que permite al hombre utilizar una fuente de energía extraordinaria. La producción de energía nuclear se lleva a cabo mediante el uso de los reactores nucleares de fisión.

1.e. Conceptos generales sobre reactores nucleares de fisión

El descubrimiento de la fisión nuclear señaló el comienzo de una nueva etapa dentro de la física. Especialmente, el hecho de que en la fisión se emitan neutrones, sugirió la posibilidad de una reacción autosostenida. En efecto, los neutrones emitidos podrían, en determinadas condiciones, provocar nuevas fisiones en otros núcleos, produciendo así más neutrones y más energía. De esta forma, una reacción en cadena tendría lugar, desprendiéndose enormes cantidades de energía.

Sin embargo, aunque el principio básico es muy simple, numerosas dificultades deben tomarse en cuenta para lograr esta reacción.

Funcionamiento de un reactor nuclear

Como ya dijimos, en cada proceso de fisión de un núcleo de U^{235} se emiten en promedio unos 2,5 neutrones instantáneos, con energías promedio de 2 MeV. Muy pocos de esos neutrones reaccionan con el uranio-238 pero tampoco producen casi ninguna fisión de uranio 235 (En el uranio natural el U^{238} constituye el 99,28%, y el U^{235} solo el 0,72% del total). Según su energía los neutrones se pueden clasificar en: rápidos, epitérmicos y térmicos.

En un reactor nuclear de fisión, los elementos combustibles están rodeados de moderador, de modo que al escapar de los átomos fisionados, los neutrones instantáneos pierden energía hasta el nivel térmico por choque con los núcleos atómicos del moderador y se convierten en neutrones térmicos.

Estos neutrones térmicos reaccionan muy bien con U^{235} y una parte importante de ellos producen nuevas fisiones. Otra parte de

estos neutrones pueden ser capturados por el U^{238} sin dar fisión, y también por materiales estructurales.

Cuando al cabo de este ciclo el número de neutrones aprovechables para fisión es por lo menos igual al número de los que causaron las fisiones iniciales se establece la fisión en cadena, es decir, automantenida.

El factor de multiplicación "K" es la razón entre el número de neutrones en una generación y el número de neutrones de la generación inmediata anterior. Si K es menor que 1, el reactor está subcrítico; cuando $K=1$ el sistema está crítico; si K es mayor que 1, el reactor está hipercrítico.

Para disminuir la intensidad de las fisiones (y, por tanto, la potencia energética del reactor) se debe disminuir la población de neutrones, lo cual se logra introduciendo en el núcleo las barras de control, que están constituidas de un material cuya sección eficaz de absorción (Probabilidad de absorción) para neutrones térmicos es muy alta. Para aumentar la potencia se retiran un poco las barras. En estado de régimen el reactor funciona con $K=1$, es decir, la población de neutrones entre generaciones se mantiene constante.

La energía liberada en las fisiones se degrada en calor por interacciones en el combustible y las vainas.

En los reactores de potencia, el refrigerante circula externamente a los elementos combustibles por un circuito cerrado y regresa al recipiente del reactor, pero antes calienta agua del circuito secundario en un intercambiador de calor, que la transforma en vapor. Aproximadamente 3×10^{10} fisiones por segundo generan 1 Watt, que es en parte convertido en potencia eléctrica a través de la acción de generadores eléctricos acoplados a turbinas, las cuales a su vez son impulsadas por el flujo de vapor a presión proveniente del generador de vapor.

Componentes básicos de un reactor

El combustible es la sustancia que contiene el nucleído fisible, casi siempre U^{235} . El combustible que más generalmente se encuentra en los reactores de potencia es en forma de UO_2 , generalmente en pastillas compactas apiladas dentro de tubos de zircaloy (una aleación a base de circonio). El envainado impide la salida de productos de fisión hacia el fluido refrigerante.

Figura 3 – Pastillas de UO₂

En cualquiera de las formas nombradas el uranio puede ser natural, con 0,72% de U²³⁵ y 99,28% de U²³⁸, o bien puede estar enriquecido artificialmente elevando el porcentaje de U²³⁵.

Un elemento de combustible (corrientemente llamado “elemento combustible”) es un manojito rígido de tubos de zircaloy rellenos con pastillas de UO₂, u otras formas menos comunes. Las fisiones se producen en dichas pastillas de UO₂.

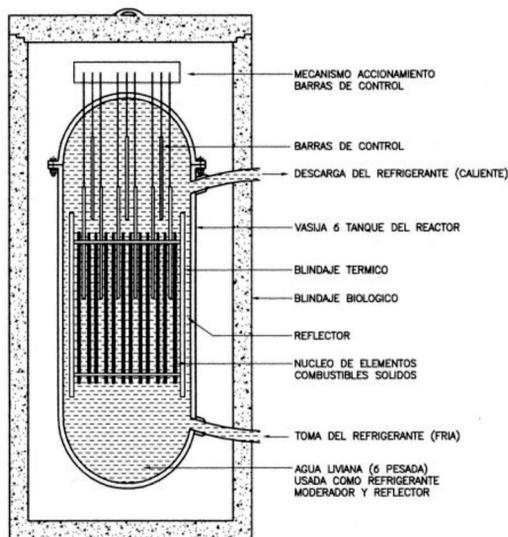


Figura 4: Esquema de un reactor nuclear

El núcleo del reactor está constituido por un ensamble ordenado de elementos combustibles próximos entre sí.

El moderador rodea a los elementos combustibles. Suele ser agua común altamente purificada, agua pesada, o bien grafito. Su función es hacer perder energía a los neutrones procedentes de las fisiones que son de alta energía, por choques elásticos con los núcleos de los átomos muy livianos de H^1 , H^2 ó C^{12} , respectivamente. Un buen moderador debe tener muy escasa tendencia a capturar neutrones.

El reflector es material moderador “concentrado” alrededor del núcleo del reactor. Tiene por objeto disminuir el escape de neutrones, reflejando parte de ellos nuevamente hacia el combustible. Suele estar constituido por piezas de grafito.

El refrigerante es un fluido en circulación que extrae el calor de los elementos combustibles y lo transporta fuera del recipiente del reactor. Ese calor es la forma degradada final de la energía producida por las fisiones. Según el tipo de reactor, el refrigerante puede ser agua común (agua liviana), agua pesada, dióxido de carbono gaseoso y, en ciertos casos especiales, una mezcla de sodio y potasio fundidos, cuando se trata de reactores rápidos de fisión.

En el núcleo, el refrigerante circula entre los elementos combustibles. Fuera del reactor circula por el circuito primario. Algunas veces el refrigerante es también el moderador.

El recipiente de contención aloja al núcleo, moderador, etc., ya citados. En los reactores de potencia (para obtener energía) el tanque o vasija es hermético y mantiene alta presión en su interior.

El blindaje protector rodea al recipiente, para absorber rayos gamma y neutrones residuales. Comúnmente es de hormigón pesado, que contiene barita o bien óxido de hierro.

Las barras de control se alojan entre elementos combustibles pero se deslizan hacia dentro o hacia fuera del núcleo a voluntad del operador del reactor. Están constituidas a base de cadmio o de aleaciones metálicas absorbentes de neutrones, que poseen muy elevada sección eficaz para la captura de los mismos.

1.f. La energía nuclear en el mundo

Como se dijo anteriormente, a partir de la década de 1960 comenzó la construcción de centrales nucleares para producir exclusivamente energía eléctrica, y esta tecnología se popularizó en los países de economía avanzada, donde se desarrollaron distintos tipos de reactores nucleares. Y no sólo eso, sino que también se desarro-

llaron distintos tipos de instalaciones para producir el combustible nuclear y todos los elementos necesarios para esta nueva industria, así como los diversos servicios requeridos por la misma. Toda esta actividad se denominó “ciclo del combustible nuclear” y comprendía, fundamentalmente: la minería del uranio, el procesamiento del mineral para llevarlo a pureza nuclear, el enriquecimiento del uranio (si no se usaba uranio natural), la producción del combustible nuclear, la central nuclear para utilizar ese combustible y producir energía eléctrica, el tratamiento de los residuos radiactivos y, finalmente, el confinamiento asegurado de esos residuos en “repositorios” que aseguran su contención segura de, por lo menos, unos 10.000 años.

Al día de hoy, el panorama mundial en cuanto a tipos de reactor utilizables para la producción de energía se ha aclarado bastante y el tipo de reactor que ha quedado como el más eficiente y seguro es el PWR (*pressurized water reactor*) o reactor de agua a presión y, también, su variante con uranio natural y agua pesada, el PHWR.

La participación de la energía nuclear en la producción de energía ha ido aumentando constantemente en todos los países avanzados en los últimos cincuenta años. Este aumento ha sido variable según los distintos países, habiendo algunos con una participación muy alta en su matriz energética, como es el caso de Francia, donde más del 80% de la energía eléctrica producida lo es por vía nuclear.

2. Breve reseña de la energía nuclear en la Argentina

2.a. El Gobernador Amadeo Sabattini declara al uranio “mineral intangible”

La Argentina no estuvo comprendida en el grupo de países que desarrollaron inicialmente la energía nuclear y, menos aún, en la primera etapa “radiológica”, a pesar de haber estado muy adelantada en las ciencias médicas y las ciencias naturales.

Sin embargo, desde bastante temprano vislumbró las posibilidades prometedoras que se abrían con esta nueva tecnología, llegando a ser líder entre los países latinoamericanos, y aún con respecto a España.

Como prueba de lo anterior cabe mencionar que, ya en 1937, el gobernador de la provincia de Córdoba, Dr. Amadeo Sabattini, declaró al uranio “mineral intangible” y sus minas como “reservas del Estado”.

2.b. Primeras prospecciones de uranio. Mina Don Otto

Entre 1944 y 1945 se llevaron a cabo cateos mineros en varias provincias, tales como Córdoba, San Luis, La Rioja, Salta y otras. Como resultado de estas exploraciones se descubrió la mina Don Otto, en Salta, que tuvo especial gravitación en la minería del uranio en la Argentina. En ese año, 1945, el presidente Farrell declaró al uranio “mineral intangible” a nivel nacional. Posteriormente, en 1951, el presidente Perón declara al uranio “material estratégico”.

2.c. Creación de la CNEA

Hace más de 60 años, el 31 de mayo de 1950, el presidente Perón creó, mediante el Decreto N° 10.936, la Comisión Nacional de Energía Atómica. Desde entonces, este organismo se dedicó al estudio, desarrollo y aplicaciones en todos los aspectos vinculados a la utilización de la energía nuclear.

Sin embargo, la CNEA llevó a cabo una gran actividad en múltiples direcciones, como podemos constatar mencionando sólo algunos hitos importantes:

- 1950: Creación del Laboratorio de Investigaciones Nucleares en la Universidad Nacional de Tucumán.
- 1951: Descubrimiento del yacimiento uranífero “El Papagayo” en la provincia de Mendoza y, en 1952, descubrimiento de los yacimientos uraníferos de “Huemul” y “Agua Botada”, ambos también en Mendoza.
- 1952: Compra e instalación del sincrociclotrón que se instaló en la Sede Central de la CNEA.
- 1953: Dictado del primer curso sobre reactores nucleares.
- 1953: Construcción y puesta en operación del acelerador Cockroft-Walton en la sede central de la CNEA.
- 1955: Creación del Instituto de Física de Bariloche (hoy Instituto Balseiro) y comienzo del dictado de la carrera de Licenciatura en Física Nuclear.
- 1955: Participación de la República Argentina en la Primera Conferencia Internacional sobre los usos pacíficos de la energía nuclear, celebrada en Ginebra (Suiza), con la presentación de 37 trabajos científicos sobre yacimientos uraníferos, empleo de radioisótopos con fines médicos, nuevos métodos de análisis de bajas concentraciones de elementos químicos, cálculo de reactores, evaluación de recursos, etc.
- 1957: La Argentina se incorpora al Organismo Internacional de Energía Atómica (O.I.E.A.).

2.d. Complejo Fabril Córdoba

Creado en 1952, el Complejo Fabril Córdoba (CFC), hoy llamado Dioxitek S.A., se ubica en la ciudad de Córdoba y en su ámbito se efectuaron actividades de concentración de uranio y se desarrollaron procesos asociados. A partir de 1954 comenzó a producir diversos compuestos de pureza nuclear, pero es recién a principios de la década de 1970 que se inician actividades a nivel planta piloto y una semi-industrial.

En el CFC se construyó en 1982 la planta de producción de UO_2 operada desde 1997 por Dioxitek S.A. (Sociedad Anónima Estatal 99% CNEA), en la cual se produce en la actualidad la totalidad del UO_2 para la fabricación de elementos combustibles de los reactores de Atucha I y CN Embalse. La planta de producción de UO_2 , totalmente integrada, cuenta con un sector de purificación nuclear por TBP (Tri-butil fosfato), desarrollado y construido por la CNEA, al que siguen un proceso de precipitación a AUC (Uranil Carbonato de Amonio) y su conversión a UO_2 en un horno de reducción e instalaciones vinculadas, provistas por *Reaktor Brennelement Union GmbH* de Alemania.

2.e. Centros atómicos Bariloche, Constituyentes y Ezeiza

Como se dijo anteriormente, el primer centro de investigación fue la propia Sede Central de la CNEA, donde se instalaron los primeros laboratorios, el sincrociclotrón, el acelerador Cockroft-Walton, etc.

En 1955 se crea el Centro Atómico Bariloche (CAB) del cual, en 1958, egresaron los primeros licenciados en física nuclear del Instituto Balseiro. También aquí el CAB se va ampliando con el tiempo, agregando a las instalaciones académicas laboratorios e instalaciones varias que incluyen el reactor nuclear RA-6, que es un reactor multi-propósitos para: investigación, producción de radioisótopos y entrenamiento avanzado. En las cercanías del CAB se instala INVAP S.E., empresa especializada en el desarrollo y producción de equipos e instalaciones de alta tecnología, entre ellos los reactores nucleares que se exportaron a Perú, Argelia, Egipto y Australia. El Centro Atómico Constituyentes (CAC) se conformó en 1957 para albergar las primeras instalaciones destinadas al desarrollo y construcción de los reactores nucleares RA-0, RA-1 y RA-2. Luego se agregaron instalaciones para investigaciones y desarrollos metalúrgicos, el acelerador de partículas TANDAR y otros.

En 1967 se inauguró el Centro Atómico Ezeiza (CAE), poniendo en funcionamiento allí el reactor nuclear RA-3. Aquí también,

con el tiempo, se fueron agregando laboratorios y otras instalaciones que hacen a la industria nuclear.

2.f. Reactores RA-0, RA-1, RA-2, RA-3, etcétera

Todos los reactores nucleares de investigación de la Argentina fueron diseñados y construidos en el país, con la única excepción del reactor RA-4, de origen alemán.

Los reactores RA-0 y el RA-1 están relacionados entre sí, ya que el primero es la “facilidad crítica” del segundo; es decir, es un reactor simplificado de “potencia cero” (en realidad de $1 W_{th}$) que sirve de modelo para estudiar la configuración y parámetros operativos del reactor principal, en este caso el RA-1, que es un reactor de investigación y producción de radioisótopos de 120 kW de potencia. El reactor RA-0 está ubicado hoy en la Universidad Nacional de Córdoba, mientras que el RA-1 esta en el Centro Atómico Constituyentes, donde funciona desde 1957, siendo el primer reactor nuclear que entró en funcionamiento en América Latina.

El RA-2 fue también un reactor de potencia cero y facilidad crítica del RA-3, y estaba ubicado en el Centro Atómico Constituyentes. Por su parte, el RA-3 es un reactor de alto flujo neutrónico de 10 MW de potencia, destinado a la investigación, ensayo de materiales y producción de radioisótopos; está ubicado en el Centro Atómico Ezeiza y entró en funcionamiento, como ya se dijo, en el año 1967.

El reactor RA-4 es un reactor alemán Siemens SUR-100, también de “potencia cero” (en realidad $1 W_{th}$), diseñado con fines didácticos para el entrenamiento de personal técnico. Se puso en funcionamiento en 1971 y está ubicado en la Universidad Nacional de Rosario.

Finalmente cabría citar el reactor nuclear RA-6, de 500 kW_{th}, diseñado para el entrenamiento avanzado de los estudiantes de las carreras de física e ingeniería nuclear del Instituto Balseiro. También se lo utiliza para investigación y producción de radioisótopos. Está ubicado en el Centro Atómico Bariloche y se puso en marcha en 1982.

2.g. Proyectos Atucha I, Embalse, Atucha II

A mediados de la década de 1960 y, como consecuencia de una oferta de financiación muy conveniente del gobierno de la entonces República Federal Alemana, el gobierno argentino decidió la instalación de la primera central nuclear de América Latina, que fue la Central Nuclear Atucha I (CNA I), que funciona hasta el presente. La

CNA I es del tipo PHWR, es decir, funciona con uranio natural y agua pesada a presión (moderador y refrigerante nuclear), pero con el concepto constructivo básico de recipiente de presión, con una potencia de 357 MWe. La CNA I fue diseñada y construida por la empresa Kraftwerkunion, subsidiaria de la firma Siemens, de Alemania y se puso en marcha en 1974. Está vinculada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 500 kV.

La Central Nuclear Embalse (CNE), por su parte, fue diseñada y construida por un consorcio italo-canadiense compuesto por AECL (Atomic Energy of Canada Limited), diseñadora y constructora de la “isla nuclear”, e Italmimpianti SpA, montadora de toda la parte convencional, particularmente la turbina de vapor y todo su ciclo térmico asociado, diseñados y provistos por la firma Ansaldo, de Italia. La CNE es también del tipo PHWR, pero está construida según el concepto básico de tubos de presión, con una potencia de 648 MWe. Se puso en marcha en 1983 y está también unida al SIN de 500 kV.

La Central Nuclear Atucha II, actualmente en construcción, es conceptualmente similar a la CNA I, pero su potencia será de 745 MWe. Estará ubicada al lado de la CNA I y su entrada en funcionamiento está prevista para mediados del 2013.

Cabe hacer notar que las tres centrales nucleares antes descritas son propiedad de la empresa Nucleoeléctrica Argentina S.A., cuyo paquete accionario está totalmente en manos del Estado nacional. Esta empresa construye y opera plantas nucleares para generación de energía eléctrica.

2.h. Otros emprendimientos: CONUAR, Fábrica de Agua Pesada, CAREM, etcétera

Además de todos los emprendimientos someramente descritos y de las diversas actividades que la CNEA desarrolla en muy distintos ámbitos, como son la medicina, la metalurgia, la minería, la agronomía, la propia investigación en física y química nuclear, las energías solar y eólica, etc., vale la pena destacar algunos emprendimientos particularmente importantes para el desarrollo de la industria nuclear del país, como son CONUAR S.A., la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP) y el reactor CAREM.

CONUAR S.A. es una empresa que funciona en el Centro Atómico Ezeiza dedicada a la producción de combustible nuclear para las centrales nucleares Atucha I y II, y Embalse. Sus actividades giran fundamentalmente alrededor del procesamiento del dióxido de uranio

de pureza nuclear, su empastillado, sinterizado y envainado en vainas de zircalloy, construyendo, finalmente, los conjuntos denominados “elementos combustibles”, los cuales se envían a las centrales nucleares.

La Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP) es una instalación propiedad de la CNEA y operada por la Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería (ENSI), dedicada a la producción y comercialización de agua pesada “virgen grado reactor”, que es un producto estratégico para las centrales nucleares de uranio natural. También elabora otros productos, como agua desmineralizada de alta calidad, nitrógeno líquido, potasio metálico y agua empobrecida en deuterio, esta última para uso médico.

En cuanto al CAREM (Central Argentina de Elementos Modulares), éste es un reactor nuclear con recipiente de presión y agua liviana presurizada como moderador y refrigerante. El combustible es uranio con bajo enriquecimiento, del orden del 1 al 2%. El reactor modelo o “facilidad crítica” del CAREM fue el reactor RA-8, ubicado en Pilcaniyeu, localidad que está a unos 80 km de Bariloche. En el mismo se llevaron a cabo todas las pruebas básicas y medición de parámetros nucleares necesarios para desarrollar el CAREM. Este último reactor ha sido concebido para cubrir las necesidades de generación de energía en el rango de potencias intermedias, entre 25 y 300 MWe. El prototipo CAREM es un desarrollo totalmente nacional y tendrá una potencia de 27 MWe. Actualmente está en construcción en el predio donde se halla ubicada la central Atucha I y su puesta en marcha se prevé para el año 2016.

3. La generación de energía eléctrica en la provincia de Córdoba

3.a. Generación hidráulica

La primera chispa eléctrica de la provincia de Córdoba se generó, en 1888, desde una pequeña usina a vapor ubicada sobre la calle Tucumán, entre las calles Humberto Primero y La Tablada de la ciudad capital.

Sin embargo, el verdadero desarrollo de esta industria comenzó con el aprovechamiento de la reserva energética de uno de los embalses de agua más grandes del mundo por aquellos años: el dique San Roque, construido por Juan Bialet Massé y Carlos Cassaffouth en el año 1889.

Por otra parte, este tipo de generación es muy estacional, ya que las lluvias importantes en la región se producen en los cuatro o cinco meses de la estación primavera-verano, alcanzando en algunos años favorables también parte del otoño.

3.b. Generación fósil

Dentro de las posibilidades de la generación fósil para la provincia de Córdoba se debió descartar de entrada el uso de la hulla, o carbón mineral, en razón de que la zona no posee yacimientos de ese mineral, y los que hay en el país están totalmente alejados (en Río Turbio, provincia de Santa Cruz), lo que hacía que las dificultades del transporte y, especialmente, los costos de trasladarlo tornaran imposible considerarlo para la generación de energía eléctrica.

Por lo anterior, quedaban como posibles opciones los hidrocarburos líquidos (fuel-oil, gas-oil) y el gas natural. Los primeros se vinieron utilizando desde hace más de 70 años para alimentar motores Diesel (antigua Central Mendoza, Isla Verde y otras) y centrales térmicas a vapor, tales como las centrales Deán Funes y Pilar. Desde 1958, con la construcción del gasoducto Campo Durand-Buenos Aires, se hizo posible utilizar este combustible para alimentar las calderas de las centrales a vapor y las nuevas turbinas de gas que comenzaron a instalarse por aquellos años (Deán Funes, Villa María, etc.) y, en los últimos tiempos, los ciclos combinados, tal como la Central Bicentenario, en Pilar, provincia de Córdoba.

3.c. Generación nuclear

Ya en la segunda mitad de la década de 1960, el elevado costo del fuel-oil necesario para hacer funcionar las centrales a vapor Deán Funes y Pilar hizo pensar en la búsqueda de nuevas soluciones.

El combustible utilizado en aquel entonces era fuel-oil parafínico procedente de Mendoza, el cual, por su alto contenido de parafina, era sólido a temperatura ambiente, por lo cual debía transportarse caliente, en tiempos muy acotados, en camiones o vagones ferroviarios aislados térmicamente, todo lo que hacía que los costos se elevaran considerablemente.

Lo anterior llevó a EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba) a considerar la opción nuclear. Aquí cabe mencionar al Ing. Francisco Bazán, en aquel entonces presidente de EPEC y profesor de la cátedra de Centrales Eléctricas en la Universidad Nacional de Córdoba, como el hombre visionario y de empuje que propició el co-

mienzo de los estudios y trabajos iniciales de campo para instalar una central nuclear de entre 150 a 300 MWe en el embalse de Los Molinos, encargando a la CNEA un “Estudio de Prefactibilidad”(2) para fundamentar técnicamente el proyecto.

Sin embargo, avatares políticos de la época interrumpieron por más de dos años el desarrollo de dicho proyecto. Cuando se lo retomó, el Estado Nacional lo hizo suyo y encargó a la CNEA la construcción de una central nuclear de 600 MWe sobre la margen sur del embalse del Río Tercero, central que funciona hasta la actualidad.

4. Desarrollo nuclear actual de la provincia de Córdoba

4.a. Dioxitek S.A.

Este tema ya se vio desarrollado brevemente en el punto 2.d., y se refiere a la planta ubicada en la zona norte de la ciudad de Córdoba, dedicada al procesamiento del concentrado de uranio que viene de las minas para transformarlo en el compuesto llamado *Yellow Cake* que químicamente hablando es U_3O_8 , aumentándosele apreciablemente su concentración y pureza para luego transformarlo en dióxido de uranio (UO_2) sinterizable, es decir, apto para su posterior pelleteado, sinterizado y utilización en la fabricación de elementos combustibles.

Esta planta, varias veces modernizada, funciona hasta el día de hoy abasteciendo a la fábrica de combustible nuclear CONUAR S.A., que a su vez abastece de combustible a las centrales en operación C. N. Atucha I y C. N. Embalse y abastecerá a la central en construcción C. N. Atucha II, como ya se dijo.

En su larga historia, este Complejo ha desarrollado entre su personal recursos humanos con un sólido *know how*, lo cual es muy valioso en el presente y lo será, más todavía, en el futuro.

4.b. Reactor nuclear RA-0

De este tema ya se habló, también, en el punto 2.f. No obstante, cabe agregar que, en 1970, cuando dicho reactor fue dejado de utilizarse por la CNEA, fue trasladado a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Córdoba para el entrenamiento especializado de futuros profesionales.

Durante los cuarenta años de su permanencia en Córdoba, muchos estudiantes y profesionales de muy diversas disciplinas han pasado por sus instalaciones para familiarizarse con el manejo de materiales radiactivos y la operación del propio reactor RA-0. También

es de destacar la relevante tarea de difusión de la tecnología nuclear entre los docentes secundarios y universitarios que llevó adelante el personal del referido reactor nuclear. Por otro lado, cabe mencionar el rol destacado en el entrenamiento teórico-práctico del personal de técnicos e ingenieros jóvenes que ingresaron a la C. N. Embalse. Seguramente, ese rol de preparación de recursos humanos será de suma importancia a tener en cuenta en futuros desarrollos nucleares en la provincia de Córdoba.

4.c. Central Nuclear Embalse (CNE)

De la CNE ya se habló, también, en los puntos 2.g. y 3.c. Sin embargo, merece agregarse que esta central, que se puso en marcha en 1983, ha funcionado hasta el presente muy satisfactoriamente, tanto desde el punto de vista de la propia generación de energía eléctrica como de su comportamiento en cuanto a la conservación del medio ambiente. Esto último a pesar de la enconada y permanente crítica de ciertos sectores ecologistas manifiestamente adversos a la opción nuclear.

Por otra parte, la operación de la citada planta permitió también producir un subproducto muy importante para la medicina y la industria, como es el cobalto radiactivo o cobalto 60 (Co 60). Es de hacer notar que, de no haber sido por esta especial particularidad de la CNE, el cobalto radiactivo hubiera tenido que ser importado.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es que la concreción de esta obra permitió al conjunto de profesionales, técnicos y operarios, así como a empresas nacionales de diversas especialidades, participar en muy alto porcentaje en la construcción y montaje de sus instalaciones y, luego, en la totalidad de las actividades de operación, mantenimiento y actualización de la planta, todo lo cual dejó en el país un amplio *know how*. Esto último cobra especial valor en la toma de decisiones futuras, las que podrán tomarse con total libertad, sin tener que recurrir a riesgosas y poco confiables asesorías técnicas extranjeras.

4.d. Complejo minero Los Gigantes

Este complejo, hoy desactivado, comprende básicamente un yacimiento de uranio, ubicado en las cercanías de la localidad serrana de Tanti, en la provincia de Córdoba.

En la actualidad, en el complejo se están llevando a cabo, como parte del Proyecto PRAMU de la CNEA, tareas de “remediación”,

que consisten en normalizar la zona de explotación mediante el relleno de excavaciones realizadas, neutralización y fijación de residuos químicos, restauración de flora autóctona, restauración estética, etc., en un todo de acuerdo a los más modernos estándares de sustentabilidad ambiental.

El complejo fue desactivado en razón de que la baja concentración de uranio de su mineral (baja ley) no hacía rentable su explotación frente a los bajos precios internacionales del uranio, debido a la liquidación de *stocks*, como consecuencia del fin de la “Guerra Fría”.

Sin embargo, no debe descartarse totalmente que, en un futuro no lejano, no deba apelarse, otra vez, a explotar esta mina en razón de la suba de los precios y/o escasez de mineral.

5. Posibilidades de generación futura en la provincia de Córdoba

5.a. Generación hidráulica

Ya se comentó en el punto 3.a. lo hecho hasta el presente en el campo de la generación hidráulica en la provincia de Córdoba. También se apuntó que los ríos de Córdoba ya están aprovechados en su mayor parte y que, si bien todavía quedan por aprovechar algunos pequeños cursos de agua, éstos no serán significativos a la hora de satisfacer la demanda permanentemente creciente. Sin embargo, esto no quiere decir que no deberían ser aprovechados al máximo, ya que la necesidad obligará, indefectiblemente, a considerar y echar mano a cuanto recurso energético esté disponible, por pequeño que éste sea.

5.b. Generación fósil

Al desarrollar el punto 3.b. ya se puso de manifiesto que la provincia de Córdoba no cuenta, hasta el día de hoy, con yacimientos de combustibles fósiles, sean éstos sólidos, líquidos o gaseosos, lo cual implica que el transporte de los mismos significa agregarles una plusvalía por transporte para que puedan ser utilizados en la provincia. Ya dijimos, también, que este incremento de costos por transporte hacía directamente prohibitivo el uso del carbón y, en alguna medida, el de los líquidos como, por ejemplo, el fuel-oil. En el caso del gas, este transporte se abarata por la utilización de gasoductos, los cuales fueron instalados para satisfacer fundamentalmente el consumo domiciliario y el de algunas industrias muy particulares.

En consecuencia, la generación de energía mediante la utilización de gas natural se ve favorecida por esta circunstancia, especialmente en temporada cálida, actuando de pulmón cuando el consumo domiciliario disminuye.

No obstante todo lo dicho antes, en el futuro seguramente se seguirán utilizando los combustibles fósiles, en particular los combustibles líquidos livianos y el gas natural para la generación eléctrica en casos excepcionales, como ya se dijo. Estos casos serían, fundamentalmente, la generación eléctrica de emergencia o la generación de energía en lugares muy alejados de las líneas de distribución de energía eléctrica.

5.c. Generación eólica y solar

La generación eólica está actualmente en un período de acelerado desarrollo, lo que ha dado lugar a que en diversas partes del mundo e incluso en nuestro país se instalaran “granjas o parques eólicos”, como se les llama, que están en este momento operando con resultados diversos, siendo China y Estados Unidos los países que lideran la instalación de aerogeneradores.

Por su parte, ya en 2008 la provincia de Córdoba, a través de EPEC, llevó a cabo investigaciones para verificar la posibilidad de aprovechar la energía del viento en la provincia y determinar su potencial. Estos estudios indicaron que la zona más propicia era la región sudoeste, más precisamente en cercanías de la localidad de Achiras, en el límite con la provincia de San Luis; es decir, donde termina la llanura pampeana y comienzan las sierras de comechingones.

En cuanto a la generación solar (ya sea mediante espejos reflejantes, fotovoltaica o torres de convección de aire caliente), ésta se presenta más problemática en cuanto a ser considerada como una opción válida para hacer frente a la demanda futura de energía.

En suma, teniendo en cuenta el grado de desarrollo actual, a la generación solar se la visualiza como una opción factible de aplicación industrial en un futuro que estaría más allá del límite considerado para este trabajo.

5.d. Generación nuclear

En los puntos 2.g., 3.c. y 4.c. ya se describió brevemente lo realizado hasta el presente en cuanto al aprovechamiento de la opción nuclear para generar energía eléctrica en la provincia de Córdoba y, desde ya diremos también, que estimamos que Córdoba podrá seguir

generando energía por vía nuclear en el futuro e, incluso, incrementar esa generación. No obstante lo anterior, hacemos notar que ese posible incremento de la generación nuclear de ninguna manera será irrestricto, ya que algunas condiciones le imponen un límite; por ello, no debe considerarse a la energía nuclear una panacea para resolver todas las necesidades de energía de la provincia.

La causa limitante del aprovechamiento nuclear radica, fundamentalmente, en que toda central nuclear necesita para su funcionamiento de una fuente fría con un volumen considerable de agua para la refrigeración de su condensador, a través del cual se descarga a la atmósfera alrededor del 70% de la energía térmica puesta en juego en su ciclo de operación. Obviamente, la capacidad de la fuente fría debe estar en consonancia con la potencia prevista para la central que se quiere instalar. Teniendo en cuenta lo anterior, constatamos que la provincia de Córdoba cuenta con pocas fuentes frías importantes, sólo cinco lagos y cuatro ríos de regímenes muy variables y módulos poco significativos.

Por supuesto que se puede apelar a la utilización de torres de refrigeración, pero esta solución incrementa significativamente la complejidad técnica y los costos de instalación y de operación de la planta nuclear.

Por todo lo anterior, en los próximos puntos describiremos lo que, a nuestro modesto juicio, consideramos se puede llevar a cabo en la provincia de Córdoba para generar cantidades relevantes de electricidad, que estén en el orden de magnitud que requerirá seguramente la futura demanda de energía. Lo que no se alcance a cubrir con esta generación local deberá satisfacerse con energía que se transporte desde otros lugares del país.

6. Proyecto en curso: extensión de vida de la Central Nuclear Embalse

6.a. Previsión de vida original de la CNE

La expectativa de vida de la CNE, según las previsiones de diseño, era de 30 años de plena potencia, plazo que se cumplirá este año 2013. Por supuesto que estas previsiones tienen una cierta elasticidad, en función de factores varios tales como: el número de horas que la instalación ha funcionado efectivamente a plena potencia, el comportamiento real de la instalación frente a los diferentes tipos de *stress* a los que se vio solicitada la misma en todos sus años de ope-

ración, tales como sollicitaciones mecánicas, fatiga, *stress* térmico (*creep*), *shocks* térmicos debidos a operaciones anormales, corrosión química, daño del material por radiaciones nucleares de diverso tipo, erosión mecánica, etc., todo lo cual hace que los resultados relativos a la vida de la planta dependan en gran medida de la historia de la operación y el mantenimiento de la instalación; es decir, depende de si tanto una como el otro fueron realizados a lo largo de su vida siempre con los más altos estándares de calidad. La calidad de los mantenimientos correctivos, preventivos y predictivos realizados, es importante a la hora de considerar la vida de la planta y su posible extensión.

La *performance* de la CNE durante estos 30 años de operación ha sido totalmente satisfactoria, y dado que tanto la operación como el mantenimiento de la planta fueron realizados con el más alto grado de calidad posible, esto llevó a considerar que era técnicamente factible y económicamente conveniente extender la vida de la central por otros 30 años más, lo cual llevaría su vida útil hasta el 2045, aproximadamente. A partir de este momento comenzaría el “*decommissioning*” (desactivación y desguace) de la instalación hasta dejar el terreno tal como estaba antes de construirse la central o, por lo menos, esto es lo que dice la teoría del uso de la energía nuclear; es decir, no debería quedar ningún pasivo que deban solventar generaciones venideras que no han gozado ni van a gozar de los beneficios suministrados por la generación de electricidad por esa planta nuclear.

En otras palabras, ya está decidido que por treinta años más la CNE seguirá generando electricidad que cubrirá parte de la demanda de energía nacional y provincial pero, una vez agotada la vida útil de la mencionada central, dejaremos de contar con este recurso para satisfacer esa demanda, con el agravante de que, seguramente, ésta habrá aumentado considerablemente.

Para evitar la situación antes descrita, tendríamos que pensar que para el 2045 ya deberíamos contar con una nueva instalación que reemplace a la actual CNE. Dado que planificar y construir una central nuclear demanda, en condiciones normales, no menos de 12 años, esto nos lleva a considerar que, ya alrededor del 2030, deberíamos comenzar las tareas conducentes a la construcción de esta nueva planta nuclear.

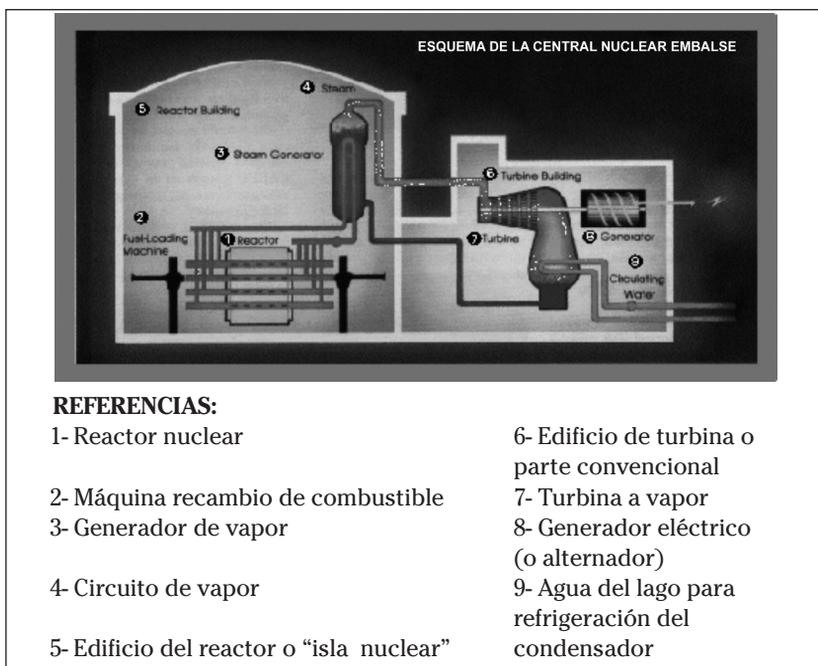


Figura 5: Esquema de la Central Nuclear Embalse

6.b. Ejecución de tareas de extensión de vida de la CNE

La planificación de los trabajos requeridos para la extensión de vida de la central ya se viene realizando desde hace más de diez años y, también, ya se han ejecutado algunos de estos trabajos requeridos. Éstos se fueron llevando a cabo durante las últimas paradas programadas de la planta, previstas aproximadamente cada año y medio para revisión y mantenimiento. Los trabajos ya realizados implicaron a aquellos equipos o sistemas cuyo recambio o reparación a nuevo podían realizarse en los ajustados lapsos de cada parada programada; como ejemplo podríamos citar el cambio de los transformadores de servicios auxiliares, los cuales contenían PCB en el fluido refrigerante, prohibido por la legislación actual. Ya se realizó también el recambio de los bobinados de los cuatro transformadores de bloque de la central, de 22 kV/500 kV.

Sin embargo, el grueso de los trabajos se llevará a cabo durante la específica parada de extensión de vida, de aproximadamente un año y medio de duración, que tendría lugar, en principio,

entre el 2014 y el 2016. Las tareas más importantes a ejecutarse en este período son el recambio de la totalidad de los tubos de presión del reactor, el recambio de los cuatro generadores de vapor y el recambio de las dos computadoras de operación de la central.

Por supuesto, el mencionado período de parada de la planta se aprovechará para realizar una enorme cantidad de trabajos de mantenimiento y actualización en la mayoría de los sistemas constitutivos de la instalación.

Resumiendo, podemos decir que los trabajos de extensión de vida de la CNE ya están en marcha y que, a fines del 2015 o mediados del 2016, la misma volvería a funcionar totalmente renovada para operar otros 30 años más, por lo que podríamos contar con seguridad con esta planta de generación de energía hasta el 2045 aproximadamente.

7. Propuesta 1: instalación de un reactor CAREM de 100 MWe

7.a. Reactor de diseño argentino. Sus principales ventajas

Como ya se describió brevemente en el punto 2.h., el CAREM (Central ARGentina de Elementos Modulares) es un reactor de diseño nacional de baja potencia, previsto para cubrir la gama de potencias que va de 25 a 300 MWe, concebido para provisión de energía a regiones aisladas, desalinización del agua de mar, etc.

Se trata de un reactor PWR, es decir, su combustible es dióxido de uranio levemente enriquecido, entre el 1 y el 2%, y utiliza agua liviana presurizada a 122,5 kg/cm² como refrigerante. El caudal nominal de circulación de agua en el sistema primario es de 410 kg/seg, con una temperatura de 326 °C. El costo estimado de inversión es de aproximadamente U\$S 4.000 por kWe de capacidad instalada.

El diseño del CAREM comenzó a fines de la década de 1970 y, como se dijo, hacia 1983 ya estaba en funcionamiento su facilidad crítica, que fue el reactor RA-8, ubicado en Pilcaniyeu (localidad que está a unos 80 km de Bariloche), en el cual se verificaron todos los parámetros de física neutrónica del núcleo del CAREM.

Dicho brevemente, las ventajas técnicas y económicas que se obtienen en el diseño CAREM respecto de los tradicionales PWR son las siguientes:

- Debido a la ausencia de tuberías de gran diámetro en el circuito primario, no es posible un accidente del tipo pérdida

de refrigerante provocado por la rotura de alguna de las cañerías.

- La presencia de gran cantidad de refrigerante en el circuito primario permite que los cambios de temperatura en el sistema sean relativamente lentos. Esto implica que ante un transitorio o accidente severo, el intervalo de tiempo en el que se deben tomar acciones correctivas sea amplio, lo que disminuye a su vez las posibilidades de error.
- El calor de decaimiento (el calor remanente generado aún después de que el reactor es apagado) se transfiere a los generadores de vapor por circulación natural, es decir, sin la necesidad de bombas hidráulicas y por consiguiente sin posibilidad de fallas.
- Debido a la eliminación de las bombas del circuito primario y del presurizador (que es el dispositivo que permite mantener una presión constante dentro del recipiente de presión) se obtienen menores costos, un mantenimiento fácil y un incremento en la cantidad de días en los que la central está en condiciones de producir energía.
- El control de calidad, como los esquemas de construcción y de costos, se benefician en gran medida por la eliminación de muchas tareas en el sitio de construcción, debido al pre-armado del sistema primario en fábrica (ya que se trata de elementos modulares).

Principales componentes interiores al recipiente de presión del reactor CAREM

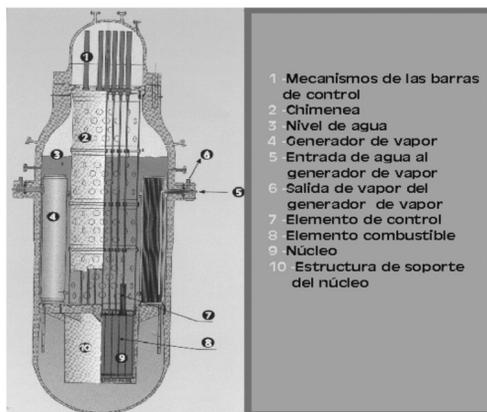


Figura 6. Fuente CNEA

7.b. Construcción de la Central CAREM Prototipo. Algunas características

La construcción de una central CAREM prototipo comenzó a fines del año 2011 en las inmediaciones de la Central Nuclear Atucha I, ocupando el predio de la antigua Planta Piloto de Agua Pesada. Al momento de escribir este trabajo ya se han recuperado los edificios de la antigua planta, los cuales serán destinados para oficinas, laboratorios y depósitos, y se ha realizado la excavación de lo que será el edificio que albergará el reactor. Su puesta en marcha esta prevista para el 2016.

Este CAREM prototipo tendrá una potencia de 27 MWe (100 MWth), con un núcleo con baja pérdida de carga, que puede apagarse en menos de un minuto. Posee un diámetro equivalente de 131 cm y consiste de 61 elementos combustibles, en una configuración hexagonal de 108 tubos de zircalloy cada uno. Es para destacar que usa 3.812,5 kg de uranio y algunas barras poseen veneno quemable (Gadolinio).

Esto conduce a tener un núcleo poco propenso a las “rampas de potencia” y conseguir mejores tasas de “quemado” que los combustibles de los reactores PHWR.

Los elementos combustibles tienen una longitud activa de 140 cm y se recambian desde el centro del núcleo hacia el exterior, teniendo un ciclo donde se retiran el 50% de los elementos cada 330 días de operación a plena potencia. El reactor debe parar durante un mes cada año para estos recambios.

Existen, asimismo, 18 tubos guías para los sistemas de control, unos para la instrumentación y otros para los sistemas de enclavamiento.

El sistema de parada de emergencia del reactor está compuesto, a su vez, por dos sistemas redundantes e independientes uno del otro:

- Barras de corte rápido (PSE o Primer Sistema de Emergencia)
- Inyección de boro (SSE o Segundo Sistema de Emergencia)

Por su parte, el sistema de refrigeración de emergencia del núcleo está compuesto por:

- Sistema de extracción de calor residual (SECR)

- Sistema de inyección de emergencia (SIE), con agua a baja presión con acumuladores
- Refrigeración autónoma por diseño termo-hidráulico durante 48 horas sin necesidad de energía eléctrica ni intervención de operadores. En este sentido el reactor es muy innovador por el concepto de integración y de seguridad pasiva adoptados. Las reducciones de un posible LOCA (*Loss Of Coolant Accident* o accidente de pérdida de refrigerante) es una ventaja muy importante, como así también la ventaja de auto-controlarse durante las primeras 48 horas tras un incidente.

El CAREM cuenta con 12 módulos de generadores de vapor, ubicados dentro del recipiente a presión. Por su parte, el sistema secundario recolecta el vapor sometido a una presión de 47 kg/cm² y 290 °C de temperatura. Dichos módulos tienen:

- Cada modulo consiste de un sistema de tubos de 7 camisas bobinadas.
- En total 52 tubos paralelos, de aproximadamente 26 m cada uno, por módulo.
- 12 módulos de un solo paso (*once-through*) acoplados en paralelo, divididos en dos subsistemas independientes.

Finalmente, el CAREM es un reactor barato debido a la facilidad de construcción y montaje por ser de carácter modular, a la simplicidad en su funcionamiento y por poseer combustible nuclear de alto quemado.

7.c. Instalación de un CAREM en la provincia de Córdoba

Dado que, como se dijo, la primera central CAREM ya está en construcción y su puesta en marcha está prevista para el 2016, es lícito y factible considerar la posibilidad de construir una central de ese tipo en el norte de la provincia de Córdoba, que pudiera entrar en servicio hacia el 2026/2027.

Es de hacer notar que, ya en este momento, la Presidencia de la Nación ha anunciado la construcción de otra central CAREM en la provincia de Formosa, de potencia a definir.

Las razones que justifican la instalación de la mencionada central en la zona norte de la provincia de Córdoba radican en que dicha zona carece de otros tipos de fuentes de energía en el área. Además, esta central podría abastecer la región circundante del sur de la Rioja y Catamarca y el este de San Juan.

Se estima que la potencia requerida, y factible de ser instalada en el lugar, estaría en el orden de los 100 a 300 Mwe.

Un aspecto que cabe también considerar es la disminución de gastos por transmisión de energía, ya que la central se instalaría en las cercanías de los centros de consumo a los cuales estará destinada.

7.d. Fuentes frías utilizables

Como fuentes frías para suministrar agua de refrigeración al condensador de la central CAREM a instalar se podrían utilizar el embalse de Cruz del Eje o el de La Viña. Ambos, en principio, tienen capacidad suficiente para este propósito, y la calidad del agua de esos embalses es excelente para este fin.

Es de hacer notar que el uso del agua en una central nuclear no desnaturaliza su calidad, ya que el embalse se utiliza como un gran intercambiador de calor con el medio ambiente. El salto térmico puede ajustarse a los requerimientos del medio ambiente en función de la biota del lago y de las condiciones meteorológicas imperantes en cada momento.

7.e. Nivel sísmico del emplazamiento

A lo indicado en el punto anterior se agrega que, en principio, el nivel sísmico de la región es bajo, similar a la del emplazamiento de la Central Nuclear Embalse, que es nivel 1.

Existe una gran ventaja en este sentido, ya que se cuenta con numerosos estudios y registros sísmicos en la zona desde larga data, los que facilitarían el proyecto. Estos estudios fueron realizados por Agua y Energía Eléctrica de la Nación, la Universidad Nacional de San Juan y la Comisión Nacional de Energía Atómica y estarían disponibles para el propósito que nos ocupa.

7.f. Contribución a la estabilidad del sistema eléctrico

La instalación de una central eléctrica de potencia significativa en esa zona del sistema interconectado, tanto nacional como provincial, contribuiría a asegurar la estabilidad de dicho sistema. Esta central podría funcionar “en isla”, asociado a un subsistema eléctrico regional, en caso de que los sistemas nacional y/o provincial estuvieran perturbados. Lo anterior podría facilitar la normalización de los sistemas mencionados en último término luego de la perturbación.

Cabría destacar, asimismo, la importancia que tendría el instalar una fuente de energía de este tipo en una región que necesita de

la electricidad para el bombeo de aguas subterráneas y el riego artificial, de los cuales depende en gran medida por las características de la zona y por las características de su producción agropecuaria.

7.g. Apoyo desde la Central Nuclear Embalse

Otro aspecto favorable a tener en cuenta es el apoyo que el CAREM, ubicado en algún punto del norte de la provincia de Córdoba, podría recibir desde la Central Nuclear Embalse (CNE) en razón de la relativamente poca distancia que habría entre una y otra. Este apoyo podría ser de tipo logístico, de mantenimiento y en un eventual caso de emergencia.

En relación con lo antes expresado, es de hacer notar que la Gerencia de Servicios para Centrales de NASA tiene una de sus bases en la mencionada CNE. Esta Gerencia es un grupo volante de mantenimiento muy especializado, de unas 150 personas, que realiza tareas tanto en Embalse como en Atucha, y que ya existe en el presente. Vale agregar que en Atucha hay otra base de esta Gerencia con otras 150 personas, aproximadamente, para el mismo fin. Durante paradas programadas de las centrales, estos grupos volantes de mantenimiento suelen ampliarse, contratándose trabajadores especializados transitorios. Por otra parte, cabe agregar que la mencionada Gerencia cuenta con un amplio *stock* de herramientas comunes y especiales, equipamiento de diverso tipo para: soldadura, gammagrafía, ensayos no destructivos, etc., así como talleres móviles y vehículos de transporte adecuados para su actividad. Este apoyo técnico podría ser muy valioso en un eventual caso de emergencia, como ya se dijo antes.

7.h. Desarrollo tecnológico de la región

Un último aspecto favorable que podríamos agregar en esta somera descripción es el importante desarrollo tecnológico que significaría para esa región la instalación de una central CAREM. De más está decir que una instalación de este tipo debe contar con una dotación de personal propio muy especializado, así como con servicios externos y suministros también muy especializados, todo lo cual contribuirá, seguramente, a elevar el nivel económico, social y tecnológico de la comunidad de la región, en forma similar a lo que ocurrió en las regiones de Atucha y Embalse en su momento.

8. Propuesta 2: Reemplazo de la actual C. N. Embalse por una Central de 1200/1300 MWe

8.a. Ciclo de vida de la Central Nuclear Embalse actual

Ya dijimos en los puntos 6.a. y 6.b. que en el 2013 la Central Nuclear Embalse cumple su ciclo de vida útil, y también se dijo que ya está tomada la decisión de extender su vida por 30 años más, lo cual comenzaría a contarse a partir del 2016, cuando se completen dichos trabajos de extensión de vida de la planta. Lo anterior nos lleva a considerar que la CNE renovada continuaría operando, si todo va bien, hasta el 2045 o 2046.

Sin embargo, por lo menos diez o doce años antes, es decir, hacia el 2033 habría que ir pensando en planificar una nueva central para, por una parte, reemplazar a la CNE en funcionamiento, cuando la misma llegue al fin de su vida útil en el 2045 y, por otra, hacer frente al aumento de la demanda que, seguramente, se producirá en el lapso de esos 30 años. Haciendo un cálculo simple y, suponiendo, un crecimiento del 5% anual (que es un crecimiento bastante normal) llegamos a la conclusión de que para el 2045 la demanda de energía en la provincia de Córdoba se habrá cuadruplicado.

Como lleva unos cinco o seis años definir y cristalizar un proyecto de esa envergadura y, luego, otros cinco o seis años para construir, montar y poner en marcha una central nuclear, llegamos a los diez o doce años que indicamos antes para comenzar los estudios para la nueva central. Todo ello sería así siempre y cuando ningún avatar económico-financiero, tecnológico o político se cruce en el camino del proyecto, como ocurrió con los proyectos de C. N. Embalse y de C. N. Atucha II.

8.b. Potencia de la nueva Central Nuclear a instalar

Dado que la nueva central nuclear a construir debería, por un lado, reemplazar a la actual C. N. Embalse y, por otro, enfrentar el aumento de la demanda de energía, se estima que la potencia a instalar debería estar entre los 1200 a 1300 MWe.

Obviamente, la instalación de esta potencia en el sistema interconectado no sería suficiente para satisfacer la demanda normal de potencia, que sería de unos 3200 MW y, peor aún, la demanda pico de potencia, que sería de unos 7800 MW. Para determinar este último valor tomamos como referencia la potencia demandada el día 10/01/2012, que fue de 1949,5 MW.

Lo anterior nos muestra que, a pesar de instalar la central nuclear propuesta, ésta será insuficiente para enfrentar dicha demanda de energía e, indefectiblemente, habrá que importar energía desde otras regiones del país. Sin embargo, la potencia de la central propuesta sería la máxima posible en razón de factores limitantes que veremos más adelante.

8.c. Capacidad térmica del embalse del Río Tercero

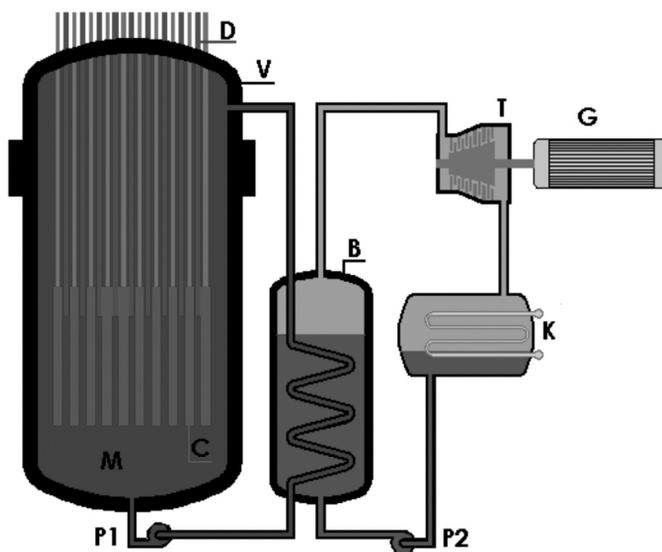
Como ya mencionamos, para que pueda operar una central nuclear ésta necesita de una fuente fría, por ejemplo un río o un lago, que sea capaz de evacuar al medio ambiente aproximadamente el 70% de la energía térmica desarrollada por la central. Para el caso de la nueva C. N. Embalse esta capacidad térmica de enfriamiento está asegurada hasta una potencia de 1300 MWe, la que equivale a unos 4340 MWth de potencia térmica, suponiendo un rendimiento térmico de la instalación del 30%, típico para una central nuclear.

Esta capacidad térmica del lago fue evaluada en el curso del Estudio de Prefactibilidad de la actual C. N. Embalse, efectuado por la Comisión Nacional de Energía Atómica a fines de la década de 1960(1). Dicha evaluación está contenida en el trabajo "The Cooling Capacity of Lake Embalse Rio Tercero" llevado a cabo por los ingenieros G. Spurr y D. Parkansky (1971). El mencionado trabajo comparaba el proyecto de C. N. Embalse de aquella época con una central nuclear inglesa ubicada en las márgenes del Lago Trawsfynydd, la cual estaba ya en operación y donde las condiciones ambientales en ambas eran similares e indicando que, de acuerdo a lo estudiado, el Embalse del Río Tercero tenía capacidad térmica suficiente para enfriar dos centrales 650 MWe cada una. Mediciones reales de temperatura del agua del lago, efectuadas durante más de 30 años, luego de la puesta en marcha de la actual C. N. Embalse, mostraron que los resultados del mencionado trabajo fueron bastante restrictivos, por lo cual dicho embalse tiene capacidad evaluada y comprobada más que suficiente para la potencia propuesta. Lo anterior puede entenderse como una gran ventaja comparativa, pues significa implantar la nueva instalación en una zona con características y condiciones muy conocidas.

Sin embargo, sería también factible instalar una planta de mayor potencia a la indicada, pero ello implicaría la necesidad de dotar a la instalación con torres de enfriamiento que complementarían la acción refrigerante del lago. Por supuesto, lo anterior conduciría a elevar significativamente los costos de instalación y de operación, por lo cual esta opción se ha descartado en el presente trabajo.

8.d. Tipo de reactor a instalar

Luego de los accidentes en las centrales nucleares de Chernobyl (Ucrania) y Fukushima (Japón), por una parte, y verificando el estancamiento en el desarrollo de los reactores CANDU, por otra, hoy se observa que el panorama de los tipos de reactores a ser utilizados en centrales nucleares con buen rendimiento técnico, costos de operación comercialmente competitivos y alto grado de seguridad se ha reducido drásticamente, apareciendo los del tipo PWR como los más convenientes, sin olvidar que la decisión se debería tomar dentro de 20 años.



Referencias:

V- Recipiente de presión del reactor	D- Barras de control
C- Elementos combustibles	M- Agua del sistema primario
B- Generador de vapor	T- Turbina
G- Generador eléctrico (alternador)	K- Condensador
P1- Bomba del sistema primario	P2- Bomba del sistema secundario

Figura 7. Esquema de una central PWR - Fuente OIEA

Las centrales PWR tienen un menor costo de instalación, un bajo costo de operación y mantenimiento, con un alto factor de disponibilidad, todo ello asociado a una gran simpleza constructiva y un

alto nivel de seguridad radiológica y nuclear, tanto durante la operación normal como frente a casos de emergencia.

Por lo anterior, se propone instalar en la futura C. N. Embalse II un reactor del tipo PWR que opere con uranio enriquecido al 3-4% y refrigerado y moderado con agua liviana, con una potencia de 1300 MWe. Este módulo de potencia es uno de los mayores construido en el mundo hasta el presente, siendo poco probable que el mismo se incremente en demasía en los próximos años. Por otra parte, resulta difícil pensar que, aun dentro de 30 años, el sistema interconectado nacional esté en condiciones de soportar un módulo de potencia unitaria mayor al propuesto.

Asimismo, y después de la experiencia obtenida para concluir la C. N. Atucha II, consideramos que una central de esta naturaleza será posible proyectarla y construirla en el país, excepto algunos componentes particulares, como ser el recipiente de presión del reactor y la turbina. Y aún éstos, con algún grado de desarrollo de la industria nacional en el futuro, podrían ser producidos localmente.

Otro aspecto que no habría que desdeñar al utilizar este tipo de reactor es la posibilidad de establecer algún tipo de sociedad o convenio de desarrollo tecnológico conjunto con el Brasil, dado que ese país ya utiliza reactores PWR, aunque los mismos son de tecnología superada en la actualidad.

8.e. Estabilidad del sistema interconectado

La instalación de una central de gran potencia, de alrededor de 1300 MWe, ubicada en el centro del país, significaría un aspecto importante a tener en cuenta al estudiar su influencia en la distribución de cargas y en la estabilidad del sistema interconectado nacional.

A priori se estima que su instalación sería beneficiosa desde el punto de la estabilidad del sistema interconectado nacional y, más aún, del sistema provincial, pues sería una de las pocas máquinas de gran potencia, si no la única, factible de ser ubicada en el interior del país. Si bien, seguramente, será necesario instalar otras centrales nucleares en los próximos treinta años para hacer frente a la demanda, como se indicó antes, consideramos que todas ellas se instalarán en la proximidad de fuentes frías importantes que, en nuestro país, están constituidas por los grandes ríos (Paraná, Uruguay y de la Plata) y la costa del mar.

8.f. Aceptación de la energía nuclear

Otra razón favorable en cuanto a la instalación de una central nuclear 1300 MWe en reemplazo de la actual C. N. Embalse, es que en la zona ya existe desde larga data una aceptación de la energía nuclear por parte de la población local, cosa que no es para nada desdeñable.

El hecho de que muchas familias se beneficiaran directamente, durante muchos años, con la existencia de la C. N. Embalse en función de lo que significaba ésta como fuente de trabajo seguro y altos ingresos hizo disminuir la susceptibilidad de la población hacia este tipo de instalaciones.

A lo anterior se agrega la permanente información y entrenamiento de la población aledaña para hacer frente a una eventual emergencia nuclear, lo que dio lugar a que dicha población tenga en la actualidad un alto nivel de conocimiento sobre el tema, el cual, en muchos casos, empezó en la escuela primaria y secundaria, en el marco de la preparación de los simulacros de emergencia, con los que se instruyó a toda la población.

Es de hacer notar que este entrenamiento de la población significó un gran esfuerzo por parte de la entidad explotadora de la planta nuclear e implicó además muchos años de trabajo, que continúan hasta el día de hoy.

8.g. Aspecto ambiental del proyecto

Los estudios geológicos, sismológicos y ambientales llevados a cabo para materializar la construcción de la actual C. N. Embalse comenzaron a mediados de la década de 1960 y algunos de ellos continúan hasta el presente. A lo anterior hay que agregar los estudios geológicos y sismológicos efectuados para construir los diques de la zona, particularmente los del aprovechamiento hidráulico de acumulación por bombeo del Complejo Río Grande. Es decir que, al día de hoy, se cuenta con información geológica, sismológica y ambiental computada durante bastante más de 50 años, a la cual hay que agregar la información operativa de la propia C. N. Embalse. Ello hace que, al día de hoy y desde este punto de vista, la zona de Embalse sea una de las áreas más y mejor estudiadas del país.

Lo anterior significa que cuando fuere necesario decidir la instalación de la nueva central nuclear no se partiría desde cero en lo relativo a estos temas, sino que se contaría con información muy valiosa, que ahorraría tiempo y dinero y, sobre todo, disminuiría en gran medida las incertezas del proyecto.

8.h. Soporte tecnológico básico

No cabe duda que la nueva central requerirá de muchos ingenieros, técnicos y mano de obra especializada para llevar a cabo su construcción y montaje y, a *posteriori*, para la operación de la misma. Desde este punto de vista, la ubicación de la nueva planta es ideal porque, primero, podrá tener el aporte especializado del personal que quedará de la actual C. N. Embalse, así como del personal transitorio que presta servicios durante las paradas de mantenimiento en la planta hoy en funcionamiento. En segundo lugar, porque podrá tener el aporte de recursos humanos provenientes de las industrias de la zona y de sus instituciones educativas.

Es decir, no debería desdeñarse de ningún modo el extendido conocimiento técnico y, particularmente, de la tecnología nuclear (*know how*) que existe ya en la población aledaña a la central nuclear actual, y que conviene seguir aprovechando.

Es de hacer notar que, en el área comprendida dentro de un radio de 150 km alrededor de la central, existen varios centros urbanos importantes, tales como Río Tercero, Córdoba, Río Cuarto, Villa María, etc., que cuentan con numerosas industrias de distinto tipo, las cuales pueden suministrar recursos humanos muy especializados.

A lo anterior hay que agregar, asimismo, que los mencionados centros urbanos cuentan con numerosas escuelas técnicas y también con varias universidades, tales como: universidades nacionales de Córdoba, Villa María y Río Cuarto, universidades tecnológicas de Córdoba y Villa María y varias universidades privadas.

La implantación de escuelas técnicas e instituciones de educación superior ha tenido, en el área considerada, un desarrollo sostenido en el último cuarto de siglo, por lo que resulta lícito suponer que este desarrollo continuará en los próximos 30 años, con lo que se acrecentará su posible contribución en la concreción de la futura C. N. Embalse II.

8.i. Soporte tecnológico especializado

Conectado con lo anterior, cabe mencionar algunos centros de enseñanza y de producción, muy especializados, que pueden brindar también una valiosa contribución a la concreción de la nueva central nuclear. Entre éstos podemos mencionar, en primer lugar, al reactor nuclear RA-0, de la Universidad Nacional de Córdoba, como un centro de entrenamiento muy especializado y avanzado para la preparación del nuevo personal que operaría esta nueva central nuclear.

Otros centros de la UNC a ser considerados para colaborar en este cometido podrían ser el Laboratorio de Estructuras y el Laboratorio de Alta Tensión.

También podemos mencionar para el fin propuesto a Dioxitek S.A., empresa dependiente de la Comisión Nacional de Energía Atómica, dedicada al procesamiento del mineral de uranio y producción de combustible nuclear. Esta empresa está, actualmente, ubicada en la ciudad de Córdoba.

Finalmente, resultaría de inestimable valor para la concreción del objetivo que nos ocupa la materialización del proyecto de la Central CAREM 100 MWe que, según lo indicado en el punto 7 de este trabajo, se debería instalar en el Valle de Traslasierra, pues significaría dar un impulso previo a la industria nuclear de la zona antes de abordar el proyecto de la nueva C. N. Embalse, por un lado, y agregaría mayor estabilidad en el sistema eléctrico en condiciones normales y de emergencia, por el otro. También significarían, ambas, fuentes de ayuda mutua entre sí en eventuales casos de emergencia, por la posibilidad de intercambiar suministros y/o personal especializados, teniendo en cuenta la corta distancia que las separaría.

Hay otras instituciones y empresas que, seguramente, serían de utilidad para llevar a cabo el proyecto de la nueva central nuclear, pero que sería largo enumerar en el presente trabajo.

8.j. Aprovechamiento de instalaciones existentes

El costo de instalación de una central nuclear de la potencia mencionada es realmente muy significativa, pues hay que pensar en una inversión del orden de los 5.000 a 8.000 millones de dólares estadounidenses al valor de hoy, razón por la cual no debería dejarse de lado la posibilidad de seguir aprovechando algunas o todas las instalaciones de la actual C. N. Embalse. Estas instalaciones están constituidas por edificios, estructuras y equipos que son, en general, de buena calidad, por una parte, y que cuentan con un buen mantenimiento permanente, por la otra.

Todo edificio o instalación con posibilidad de reutilización significaría un ahorro en los costos de capital de la nueva central. Este concepto debería ser aplicado no sólo a la propia planta, sino también a instalaciones accesorias, tales como son el barrio y el hotel ocupados por parte del plantel de operaciones de la planta existente y las instalaciones de Gendarmería Nacional, que es la fuerza que custodia la actual C. N. Embalse.

8.k. Valor estratégico

Por último, y no por esto menos importante, deberíamos considerar el valor estratégico que supone contar con una fuente de producción de energía eléctrica de gran magnitud, ubicada en el centro del país y lejos de sus fronteras internacionales.

En este caso, la fuente energética a ser considerada estaría constituida por la central nuclear CAREM 100 MWe, la nueva C. N. Embalse II, más todo el parque de centrales convencionales (hidroeléctricas, térmicas, eólicas, etc.) de la provincia de Córdoba, doblemente vinculadas entre sí por los sistemas nacional y provincial de interconexión eléctrica.

Esta consideración, que en un primer impulso se tiende a descartar de inmediato en función de las buenas relaciones actuales de nuestro país con el resto del mundo, no debería, sin embargo, dejarse de lado si se atiende al convulsionado ambiente político que se observa en el orden internacional actual, como consecuencia del vertiginoso cambio geopolítico que se está produciendo entre las grandes potencias mundiales y, aún, las tensiones intercontinentales. Es decir, un mundo perturbado puede deparar sorpresas en cualquier momento y no estaría demás prevenir en lo que estuviera a nuestro alcance.

9. Evaluación económico-financiera de las inversiones

9.1. Proyecto en curso: extensión de vida de la Central Nuclear Embalse

9.1.a. Inversión y financiación

En relación a las inversiones necesarias para llevar a cabo los proyectos nucleares en la provincia de Córdoba, nos referiremos en este caso al monto aproximado del proyecto y las fuentes de financiación, pero dejando en claro que este proyecto ya se está ejecutando parcialmente desde hace un tiempo y la parte que falta (que es la más importante) ya tiene fondos asegurados e, incluso, ya hay muchos contratos firmados y en curso de ejecución, particularmente aquéllos relacionados con suministros de origen extranjero tales como las computadoras de operación de la Planta, así como partes importantes del reactor.

- Monto aproximado: U\$S 1.366 Millones más IVA.
- Fuentes principales de financiación:
 - Aportes del Tesoro Nacional.
 - Fideicomisos Financieros (Colocación de Títulos Públicos VRD).
 - Créditos otorgados por la Confederación Andina de Fomento.
 - Beneficios otorgados mediante la Ley 26.566.

9.2. Proyectos 1 y 2

9.2.a. Observaciones generales

En relación a las inversiones necesarias para llevar a cabo los futuros proyectos nucleares en la provincia de Córdoba, nos referiremos sustancialmente a los proyectos CAREM 100 MWe y Central Nuclear Embalse II de 1300 MWe.

Un aspecto importante a considerar es que esta evaluación se está haciendo sobre inversiones que deberán realizarse en un futuro bastante lejano, partiendo de datos actuales e históricos que son de dudosa fiabilidad debido a la turbulenta situación de la economía mundial. Lo anterior lleva a pensar que la realidad que emerja, luego de que pase la crisis, será bastante distinta de la actual, muy particularmente en lo económico y lo geopolítico, y habrá que ver cómo impacta esto a nuestro país.

9.2.b. Proyecto 1: CAREM 100MWe. Inversión y financiación

Una vez instalado, puesto en funcionamiento y probado el reactor CAREM Prototipo que se está erigiendo actualmente en proximidad de la Central Atucha I, y la ya decidida instalación de la primera Central CAREM en la provincia de Formosa, será posible encarar la instalación de un CAREM de aproximadamente 100 MWe en la provincia de Córdoba, considerando que ello será factible entre 2020 y 2025. El período de instalación promedio no sería menor a seis años, que son los tiempos normales si todo va bien con el proyecto. Estos tiempos pueden optimizarse un poco pero, a los fines evaluativos, conviene ser conservativos.

Como se dijo en el punto 7.a., el costo de inversión o costo de capital es, actualmente, para este tipo de central y para esta potencia, del orden de los U\$S 4.000 por kWe instalado, es decir que la central costaría alrededor de unos 400 millones de dólares estadou-

nidenses, distribuidos en el tiempo según una curva en “S”, en la cual las mayores erogaciones están localizadas en la zona media del período considerado, es decir, los primeros desembolsos comenzarían en los dos primeros años, estando los de mayor envergadura en los tres siguientes, y quedando un resto para el último.

Considerando la vida de una central nuclear de alrededor de 30 años, lo típico es amortizar la inversión en, aproximadamente, los quince años siguientes a partir de su puesta en marcha comercial. Lo anterior definiría los intereses que devengaría el proyecto.

En principio, esta inversión sería en su mayor parte en pesos, pues la provisión sería casi totalmente de origen nacional así como el montaje, que podría ser llevado a cabo por empresas locales. La financiación podría provenir, por una parte, de aportes específicos del Presupuesto Nacional, y por la otra de fondos obtenidos a partir de un fideicomiso.

9.2.c. Proyecto 2: Nueva Central Nuclear Embalse II 1300 Mwe. Inversión y financiación

Al considerar las inversiones necesarias para llevar adelante este proyecto debemos tener en cuenta la magnitud de sus erogaciones, muy superiores a las correspondientes al proyecto CAREM 100 MWe del punto anterior, y también que, seguramente, una parte importante de las mismas deberán ser hechas en moneda extranjera.

Curva de Inversión en “S”

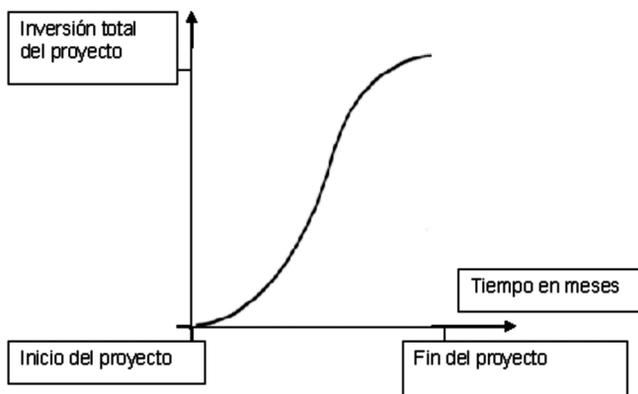


Figura 8. Curva de Inversión

Si bien el costo de una Central Nuclear depende de muchos factores, entre los que podemos mencionar el tipo de tecnología, el módulo de la misma, la cantidad de centrales que conforman el plan, el sitio, los bienes y servicios a contratar en el extranjero, la participación local, el financiamiento, la aceptación internacional de la tecnología nuclear, etc., como primera aproximación el costo por kW_e instalado de una central nuclear de 1300 MWe varía, según países y constructores, entre 4000 y 6000 dólares estadounidenses, lo que supondría una inversión total para este proyecto de 5300 a 7800 millones de esa moneda, sin contar terreno, infraestructura, subestaciones y demás servicios anexos (*owner cost*).

Un análisis preliminar indicaría que de esos valores, un 40% podría corresponder a suministros de bienes y servicios del exterior, un 20% a bienes y servicios locales y el otro 40% a construcción y montaje, incluida la ingeniería. De ello se desprende que entre el 50 y 60% de los costos, dependiendo de la tecnología adoptada, serían de origen argentino.

Dado que, como se dijo en los puntos 6.b. y 8.a., la actual Central Nuclear Embalse agotaría su vida industrial hacia el año 2045, deberíamos emprender los estudios y planificación del proyecto de la nueva CNE de 1300 MWe unos doce años antes, es decir, hacia el 2033. Durante los primeros seis años de este lapso las inversiones requeridas no serán substantivas, pues las tareas estarán circunscritas a planificación, estudios topográficos, de suelos, de sismicidad, estudios de impacto ambiental, informe preliminar de seguridad, selección de proveedores, licitaciones, etc. Las inversiones significativas comenzarán con la firma del contrato para la ejecución del proyecto, que se estima sería hacia el 2039, y cuyas erogaciones se desarrollarán según una curva en "S" (como se indicó en el punto 9.2.b.) durante los siguientes seis años, ocurriendo las mayores erogaciones entre el 2040 y el 2044.

Si bien los planes de financiación surgirán de las negociaciones que se realicen en el marco de la licitación y/o concurso para su construcción, puede mencionarse que es de uso común en este tipo de industrias que el proveedor de la tecnología otorgue financiamiento por hasta un 85% de los componentes de origen importado, más un porcentaje adicional para gastos locales. Estos créditos suelen ser a tasas preferenciales y largos plazos de devolución, incluyendo periodos de gracia durante el tiempo de ejecución de la obra. La financiación de la parte local deberá tener una conformación similar a

lo indicado para la extensión de vida (9.1).

Como también dijimos en el punto 9.2.b., si la vida útil de la planta se estima en alrededor de 30 años, el período de amortización típico rondaría entre los 15 a 18 años, a partir de la puesta en marcha comercial de la planta.

Cabe hacer notar que las fechas que estiman el inicio del proyecto de la nueva planta están basadas en la necesidad del reemplazo de la actual Central Nuclear Embalse, cuando ésta agote su vida útil. Sin embargo, estas estimaciones de fechas pueden llegar a adelantarse en función de la necesidad de incrementar el suministro de energía a los sistemas interconectados nacional y/o provincial.

Para que la concreción de esta propuesta se vea facilitada, es necesario lograr, por un lado, la confluencia política entre el gobierno provincial y nacional, y por otro la aceptación de la tecnología nuclear por parte de la sociedad.

Bibliografía

- AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina) (2012), "Escenarios Energéticos Argentina 2030", Buenos Aires.
- E.P.E.C. (1968), "Estudio de preinversión – Central Nuclear para la Provincia de Córdoba", Córdoba.
- GLASSTONE S.; EDLUND, M. C. (1952), *The Elements of Nuclear Reactor Theory*, Nueva York.
- ; SESSONKE, A. (1990), *Ingeniería de Reactores Nucleares*, Madrid.
- I.A.E.A. (2012a), *Nuclear Power Reactors in the World*, Viena.
- (2012b), *Energy, electricity and nuclear power estimates for the period to 2050*, Viena.
- LAMARSH, J. (1983), *Introduction to Nuclear Engineering*, Nueva York.
- SCHULTZ, M. A. (1961), *Control of Nuclear Reactor and Power Plants*, Nueva York.
- SPURR, G., PARKANSKY, D. (1971), "The cooling capacity of Lake Embalse Rio Tercero". CNEA, Buenos Aires-Central Electricity Generating Board, Londres.

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD E HIDRÓGENO A PARTIR DE BIOMASA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

[THE POTENTIAL TO PRODUCE ELECTRICITY AND HYDROGEN FROM BIOMASS IN ARGENTINA]

*Ramiro C. Rodríguez
César Martinelli
Mirta Roitman*

Resumen

Las actividades que los países en desarrollo promuevan para mitigar el cambio climático, con la posibilidad de recibir apoyo técnico y financiero de los países desarrollados, se denominan NAMAs (Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación). La posición argentina al respecto establece el apoyo a estrategias bajas en carbono en el contexto del desarrollo sustentable, entendido en sus dimensiones social, económica y ambiental.

La provisión de servicios energéticos modernos con el uso sustentable de la biomasa implica no sólo un impacto positivo en materia de mitigación, sino también numerosas ventajas locales medioambientales y socioeconómicas.

El recurso biomásico se encuentra heterogéneamente distribuido en el territorio nacional, razón por la cual en este trabajo se lo agrupa según regiones geográficas: Noroeste Argentino, Noreste Argentino, Cuyo, Región Pampeana y Patagónica. A partir de esta cuantificación se estiman: la generación potencial de electricidad y su costo según distintas tecnologías empleadas, como la cantidad anual de combustible fósil que podría ser reemplazado por hidrógeno biomásico con la consecuente reducción de emisión de CO₂.

Finalmente se estima el aprovechamiento térmico de la biomasa forestal residual en el Valle de Calamuchita, provincia de Córdoba, con un potencial de generación aproximado de 400.000 MWh/año.

Palabras clave: Sustentabilidad, Potencial biomásico, Bioenergía, Bio-hidrógeno, Bio-combustibles.

Abstract

Activities that promote developing countries to mitigate climate change, with the possibility of receiving technical and financial support from developed countries are called NAMAs (Nationally Appropriate Mitigation Actions). Argentina's position in this regard provides support for low-carbon strategies in the context of sustainable development, understood in its social, economic and environmental dimensions.

The provision of modern energy services to the sustainable use of biomass involves not only a positive impact on mitigation, but also many local environmental and socioeconomic benefits.

The biomass resource is heterogeneously distributed in the country, which is why in this chapter, it is grouped by geographic regions: Northwest Argentina Northeast Argentina, Cuyo, Pampas and Patagonia. From this quantification, electricity generation potential and its cost according to different technologies used, and the annual amount of fossil fuel that could be replaced by hydrogen biomásico, with the consequent reduction of CO₂ emissions, are estimated.

Finally we also estimate the thermal utilization of residual forest biomass from Calamuchita Valley, province of Córdoba, with the potential to generate approximately 400,000 MWh/year.

Keywords: Sustainability, Biomasic Potential, Bio-energy, Bio-hydrogen, Bio-fuel.

Introducción

La energía es fundamental para el desarrollo y para proporcionar muchos servicios esenciales que mejoren la calidad de vida humana. Sin embargo, la generación de la energía utilizando fuentes tradicionales produce invariablemente una ruptura del equilibrio ambiental, provocando una reacción de la naturaleza que puede resultar de consecuencias adversas para el Planeta y todas sus especies.

No sólo la generación de electricidad, sino el transporte, la industria y los servicios van a demandar cada vez más recursos energéticos. Ante una disminución progresiva de las reservas energéticas de origen fósil, se hace imprescindible la exploración de otras alternativas.

Desde que se manifestó mundialmente la necesidad de implementar una política ambiental se consideró la utilización de *fuentes de energías renovables en un esquema de desarrollo sustentable*.

Las renovables, siendo una poderosa fuente de energía global, accesible y viable, capaz de sustituir a los combustibles fósiles y otras fuentes contaminantes, constituyen una de las mejores alternativas al desarrollo pretendido. Según un reporte de la revista *Renewable in Global Energy Supply* (IEA, 2004) la potencia técnicamente factible de energías renovables (hidráulica, biomasa, geotermia, solar, eólica) es ca. 70 TW, mientras que el consumo actual global es ca. 12 TW. Su impacto ambiental es controlable dado que, además de no emplear recursos finitos, generan contaminantes en menores concentraciones que las fuentes tradicionales.

Pueden proporcionar electricidad para satisfacer necesidades básicas de refrigeración, alumbrado y comunicaciones, entre muchas otras, a comunidades donde no llega el tendido eléctrico y constituyen una opción asequible para comunidades aisladas de la red eléctrica convencional.

No obstante, los combustibles fósiles gas, petróleo y carbón continúan siendo ampliamente utilizados y son un factor fundamental en el desarrollo de la economía de las naciones industrializadas modernas. En efecto, la producción y el consumo de estos combustibles continúa creciendo, siendo el calentamiento global una de las peores amenazas que debemos enfrentar debido a las emisiones que provoca el uso.

Lamentablemente, las inversiones en energías renovables son insignificantes en comparación con las inversiones anuales realizadas en el desarrollo de nuevas reservas de combustibles fósiles, algo absolutamente incompatible con la protección del clima global.

El principal gas de efecto invernadero (GEI) es el dióxido de carbono (CO₂), cuyo origen es fundamentalmente la quema de combustibles fósiles. Su actual concentración atmosférica, en constante aumento, es la mayor de los últimos siglos.

Durante mucho tiempo se creyó que el uso de recursos fósiles tendría un límite que estaría dado por las reservas disponibles. En

la actualidad, en cambio, podemos comprobar que la crisis climática antecede al agotamiento de las reservas y que el inminente colapso climático pone un límite claro y urgente al uso de los combustibles fósiles.

Para reducir los GEI se pueden tomar medidas en los distintos sectores:

- *En la industria*, con medidas de ahorro específicas para cada proceso.
- *En el sector doméstico y comercial*, mediante mejoras en el aislamiento térmico de las viviendas y en la eficiencia de los aparatos domésticos a través de mejores diseños y mejor uso, como es el caso de la iluminación.
- *En el transporte público*, a través de mejoras en la tecnología de los motores, con una transición gradual a la electrificación del sistema, que resulta en una mayor eficiencia.

Si además de estas medidas se optimiza el uso extendido de fuentes de energía renovable se contribuye notablemente a mejorar la calidad de vida, con una interferencia más controlada en el sistema climático.

Biomasa

Se refiere a un término muy amplio, que describe casi cualquier tipo de residuo vegetal, incluyendo residuos de madera, agrícolas y de vertederos de basura, así como también determinados cultivos cuyo fin específico es el uso como combustible.

La quema de madera para generación de calor constituyó el primer uso del combustible de biomasa. En muchos países actualmente se calientan hogares y cocinan alimentos sobre fuego de leña. A pesar de su relativa disponibilidad, la madera es un combustible relativamente poco eficiente cuando se quema en un fuego tradicional; sin embargo, puede transformarse en un combustible mucho más eficiente. En todo el mundo el combustible de biomasa principalmente los productos derivados de la madera se agrega en plantas de energía eléctrica de combustión de carbón. Este proceso se denomina co-combustión porque utiliza dos combustibles en lugar de uno. El proceso funciona con todos los diferentes tipos de calderas de carbón. Las calderas necesitan algunos ajustes menores para obtener los mejores resultados del combustible de biomasa. El proceso más eficiente

añade combustible de biomasa después de que se pulveriza el carbón.

Frecuentemente se usa el combustible de biomasa en la industria que lo genera. Entre estos residuos se encuentran el aserrín, las ramas no usadas y las astillas de madera. Por ejemplo, la industria de productos forestales quema sus propios residuos de madera para generar el vapor y la electricidad que hacen funcionar a sus plantas. De este modo, la industria de productos forestales genera su propia electricidad usando sus propios desperdicios. La industria del papel y la pulpa hace lo mismo para suministrar energía a las papeleras.

Otro uso importante de la biomasa consiste en la producción de biocombustibles: de la fermentación del cultivo de almidón y azúcar se obtiene el alcohol etílico, conocido como etanol. Este combustible se puede producir a partir de diversas fuentes como maíz, caña de azúcar o remolacha azucarera –entre otros– agregándose a la nafta para aumentar su octanaje y reducir las emisiones contaminantes. También se está probando una mezcla de diesel y etanol llamada E-diesel, adecuada para transporte pesado.

El uso del biocombustible biodiesel también crece con rapidez. Se forma cuando el aceite vegetal pasa por un proceso llamado *transesterificación*. La grasa animal y la grasa de restaurantes también se pueden transformar en biodiésel. Este biocombustible puede reemplazar completamente al combustible diesel o puede usarse en una mezcla compuesta por diferentes cortes de diesel con biodiesel.

El uso de biomasa como combustible tiene sus desventajas, ya que los combustibles fósiles se utilizan en todas las etapas de la producción de biomasa: crecimiento, cultivo, embarque y procesamiento de la planta. Si bien la combustión de biomasa produce CO₂, el carbono liberado es semejante al captado por la planta en su fase vegetativa anterior. Por consiguiente, el combustible de biomasa podría considerarse “carbono neutral”, sin embargo no será verdaderamente carbono neutral hasta que todas las fases del proceso usen combustible renovable.

En resumen, se observa que potencialmente la biomasa puede reemplazar a los combustibles fósiles en muchos usos.

Los gobiernos de todo el mundo patrocinan investigaciones para seguir desarrollando la biomasa como materia prima de un combustible sofisticado. Las refinerías de biomasa son parte de lo que está en etapa de desarrollo. Estas refinerías utilizan distintos tipos de combustible de biomasa y generan materias primas uniformes para

diversas industrias. Un tipo de refinería utiliza el azúcar de la celulosa y la lignina de la planta como base para la fermentación a fin de fabricar productos como el etanol. Así se pueden utilizar plantas leñosas y cultivos energéticos como biocombustibles. El otro tipo de refinería utiliza un enfoque termoquímico para estandarizar la biomasa, al convertirla en un combustible líquido o gaseoso más eficiente.

A este fin, se suma a la problemática descrita la necesidad de gestionar los residuos dendroenergéticos (derivados de combustibles leñosos, de origen maderero incluyendo materias sólidas leña y carbón, líquidas licor negro, metanol y aceite pirolítico y gaseosas procedentes de la gasificación de estos combustibles). Esta situación proporciona incentivos para producir energía eléctrica y biocombustibles mediante el aprovechamiento de biomasa lignocelulósica residual (la lignocelulosa es el principal componente de la pared celular de las plantas y esta biomasa producida por la fotosíntesis es la fuente de carbono renovable más prometedora para solucionar los problemas actuales de energía).

Otra posibilidad que discutiremos es la producción de hidrógeno a partir de biomasa para usarlo posteriormente, según lo analizado en el capítulo dedicado a vectores energéticos.

De esta manera, residuos de origen forestal, agrícola y de molindas pueden utilizarse como materia prima para la generación de hidrógeno y electricidad, ayudando de esta manera a la gestión de su disposición final.

Estos procesos, además de actuar como una estrategia de control de residuos, reducen los impactos ambientales derivados de las emisiones producidas en la quema a campo abierto y en las plantas de energía abastecidas por combustibles fósiles.

Utilizando biomasa para la generación de energía se obtiene directamente el beneficio de la reducción de GEI, por la sola sustitución de combustibles fósiles. Asimismo, el hidrógeno biomásico utilizado como combustible (o en mezclas de GNC-Hidrógeno) en motores de combustión interna (MCI) mejora la calidad del aire mediante la disminución de los gases nocivos, producto de la combustión.

Como las materias primas de biomasa se concentran en las zonas rurales, las instalaciones de energía de biomasa podrían proporcionar beneficios en el desarrollo económico regional mediante la creación de empleos e ingresos fiscales.

Por último, el reemplazo de energía producida a partir de biomasa disminuye el consumo de combustibles fósiles y contribuye a

diversificar la matriz de suministro de energía de la nación, permitiendo la motorización de proyectos de generación distribuida.

Inventario de Biomasa

Existe un enorme potencial energético derivado de la biomasa, siempre que se potencie desde los poderes públicos, puesto que las compañías eléctricas locales aún no hacen uso de la biomasa para generación.

Considerando que la energía proveniente de la biomasa ya tiene una contribución importante en el balance energético nacional, y siendo Argentina un gran productor agropecuario, el potencial dendroenergético total es muy significativo. Por ello, resulta primordial que el país considere la dendroenergía en su estrategia energética, y para eso es necesario conocer claramente ese potencial.

La necesidad de cuantificación y localización de los recursos bioenergéticos llevó a la determinación de la disponibilidad de biomasa en la Argentina mediante la aplicación del programa de Análisis del Balance de Energía derivada de Biomasa en Argentina, Wisdom Argentina, FAO, Departamento Forestal, Dendroenergía, mayo de 2009. Los datos obtenidos señalaron la importancia que tiene la dendroenergía (ya sea como leña, carbón vegetal o residuos agroindustriales) para la producción de energía (térmica y eléctrica) en el sector residencial, comercial e industrial del país. Asimismo, el cálculo del balance oferta/demanda resultó útil para contabilizar el saldo disponible para energía, en particular la relación entre el consumo y la oferta potencial.

Entre los resultados obtenidos se destaca el hecho de que, al menos a nivel nacional, existe un consistente superávit potencial de biomasa energética, tanto para explotaciones locales como comerciales. Su aprovechamiento requiere de la formulación de políticas públicas que favorezcan su mejor empleo actual y futuro ya que permitirá la detección de áreas prioritarias de atención en materia de bioenergía, focalizando el potencial con que cuentan algunas regiones del país en la materia pero también sobre aquéllas en donde estos recursos son insuficientes para atender su demanda, requiriendo el avance sobre propuestas para su manejo eficiente y/o reemplazo.

Este recurso natural se encuentra heterogéneamente distribuido en el territorio nacional, razón por la cual en este trabajo se lo cuantifica agrupándolo según las cinco regiones geográficas: Noroeste Argentino, Noreste Argentino, Cuyo, Región Pampeana y Patagonia.

Mediante esta distribución regional se determina la disponibilidad y/o concentración de las fuentes de recursos renovables, por zonas geográficas que presentan similares características.

De toda la disponibilidad posible de biomasa sólo se consideró la de tipo lignocelulósica, y dentro de este tipo la proveniente de residuos forestales, de molienda y agrícolas.

La Tabla 1 muestra el inventario de Residuos Indirectos de Biomasa de origen agrícola y foresto-industrial potencialmente utilizables para generación de energía, y la Figura 1, los residuos totales de biomasa potencialmente utilizables, distribuida en las distintas regiones del país.

Regiones	Fuente de biomasa lignocelulósica			
	Residuos Forestales	Residuos de Molienda	Residuos Agrícolas	Residuos Totales de Biomasa potencialmente utilizables
	tons/año (DB)	tons/año (DB)	tons/año (DB)	tons/año (DB)
Noroeste	522.191,20	0,00	2.126.098,50	2.648.289,70
Noreste	1.796.327,20	342.043,00	1.002.580,30	3.140.950,50
Cuyo	831.247,90	0,00	166.231,70	997.479,60
Pampeana	98.536,70	46.907,00	208.273,40	353.717,10
Patagónica	286.711,50	10.765,00	0,00	297.476,50
Total	3.535.014,50	399.715,00	3.503.183,90	7.437.913,40

Tabla 1. Residuos Indirectos de Biomasa de origen agrícola y foresto-industrial potencialmente utilizables para generación de energía.

Residuos totales de biomasa potencialmente utilizables. [tons/año]

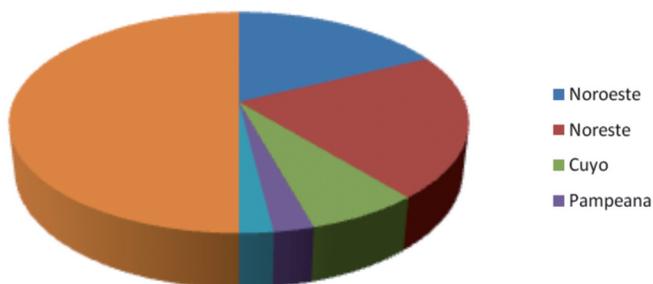


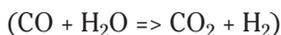
Figura 1. Residuos totales de biomasa potencialmente utilizables.

Hidrógeno de origen lignocelulósico

Con el objeto de mitigar los efectos contaminantes resultantes de emisiones procedentes de los escapes de motores de combustión interna (MCI), tales como hidrocarburos no quemados (HC), monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NOx), que son las responsables de problemas de contaminación locales, los constructores de automóviles han ido incorporando convertidores catalíticos postcombustión. Sin embargo, la emisión contaminante más significativa de los motores es la de CO₂, debido a su incidencia en el efecto invernadero global.

Una alternativa tendiente a mitigar estos impactos es el uso de hidrógeno (H₂) como combustible, producido de fuentes primarias renovables. Este combustible se puede utilizar puro o combinado en cortes de GNC en MCI. En este último caso puede generarse un corte de hasta un 20% V/V sin modificaciones significativas en la infraestructura de todo el sistema (transporte, estaciones de servicio y vehículos).

En este contexto, consideramos su producción a partir de biomasa de origen lignocelulósico mediante la combinación de un proceso de pirólisis gaseosa y un chorro de vapor de agua:



Para calcular la cantidad de hidrógeno que puede producirse a partir de la biomasa de origen lignocelulósico se consideró una relación de 65,8 Kg H₂/Ton de biomasa seca.

Por otra parte, se determinó la cantidad de combustible de origen fósil utilizado en el transporte de pasajeros, público y privado en Argentina, durante un período de un año, expresado en [m³/año].

Se consideró que la cantidad de energía contenida en 1kg de H₂ es equivalente a la contenida en un galón de combustible (aproximadamente 0,00378 m³) y, además, que la combustión de 1l de nafta emite 2,4 gr. de CO₂.

Utilizando las relaciones mencionadas, se calculó la cantidad de combustible fósil que podría reemplazarse mediante el uso de H₂ obtenido a partir de biomasa mediante la siguiente relación:

$$D = \text{H}_2 * \eta * 100/ G$$

donde:

- D = porcentaje de combustible reemplazado
 H_2 = cantidad de H_2 utilizado en vehículos de transporte [kg/año]
 η = coeficiente de eficiencia de energía mediante el reemplazo gasolina por H_2 tomado como 0,00378 [m³/kg]
G = gasolina utilizada en un año [m³/año]

Combinando estos valores se determinó la reducción en las emisiones de CO₂ en el medio ambiente por año. La Tabla 2 y la Figura 2 muestran la cantidad de combustible anual que podría ser reemplazada por H_2 y la reducción de CO₂ que se obtiene por la sustitución indicada.

Regiones	Hidrógeno Potencial	Consumo de Gasolina (G)	% de gasolina reemplazada por H ₂ (D)	Gasolina reemplazada por H ₂ /año	Reducción de CO ₂
kg/año	(m ₃ /año)	%	(m ₃ /año)	tons CO ₂ /año	
Noroeste	174.257.462,26	523.174,00	126	658.693	1.580,86
Noreste	206.674.542,90	740.475,00	106	781.230	1.874,95
Cuyo	65.634.157,68	382.292,00	65	248.097	595,43
Pampeana	23.274.585,18	3.938.165,00	2	87.978	211,15
Patagónica	19.573.953,70	675.018,00	11	73.990	177,57
Total	489.414.701,72	6.259.124,00		1.849.987,57	4.439,97

Tabla 2. Cantidad de combustible fósil que podría ser reemplazado por H_2 en un año y la reducción de CO₂ que se obtiene por la sustitución indicada.

Combustible desplazado por Hidrógeno [m³/año]

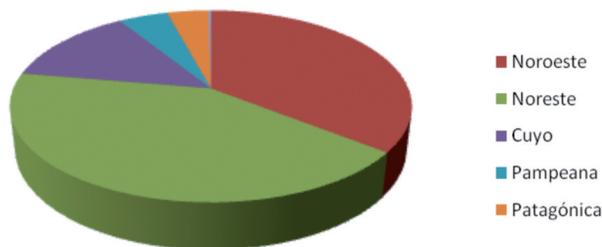


Figura 2. Combustible fósil que podría ser reemplazado por H_2 en un año.

Electricidad a partir de biomasa

En la República Argentina el suministro energético en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio es un objetivo irrenunciable en la definición de una política energética. En este contexto, la tarea de previsión de las necesidades energéticas futuras debe hacerse de manera tal que ésta resulte sustentable.

El desarrollo de la bioenergía en la Argentina está basado en la dotación de recursos biomásicos y la experiencia en el manejo de los mismos, avanzando hacia un proceso de planificación bioenergética que permita generar condiciones para la sustentabilidad energética.

Actualmente se está llevando a cabo un proceso de planificación estratégica que permite la compatibilización de la iniciativa privada con la pública de manera de procurar un escenario energético sustentable y un crecimiento económico estable y sostenido, tal como el proyecto PROBIOMASA¹, dependiente de la Secretaría de Energía de la Nación.

En la etapa inicial del proyecto (2012-2015) se espera incorporar la generación de 200 MW eléctricos y 200 MW térmicos. Para ello será necesario incrementar el consumo actual de biomasa en 4 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que implicará que la participación de la biomasa pasará del actual 3,5% al 10% de la oferta interna de energía primaria.

A su vez, la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca espera diversificar la producción, aumentar la rentabilidad y mejorar la productividad de las actividades agropecuarias, forestales y de sus industrias asociadas mediante el aprovechamiento de los subproductos (biomasa) para la producción de energía.

Para ello, PROBIOMASA proyecta aumentar el consumo de biomasa en 12 millones de toneladas anuales, lo que representa sólo una porción del potencial sostenible estimado. En términos económicos esto supone un ahorro anual de 9.200 millones de pesos, resultantes de la reducción de la importación de petróleo. Para su logro se requerirán inversiones por un monto estimado en 3.500 millones de pesos.

¹ PROBIOMASA tiene como objetivo incrementar la producción de energía derivada de biomasa a nivel local, provincial y nacional para asegurar a la sociedad un creciente suministro de energía renovable, limpia, confiable y competitiva mientras se abren nuevas oportunidades para el desarrollo del sector agropecuario, forestal y agroindustrial del país.

Asimismo, se espera generar unos 60.000 nuevos puestos de trabajo que se sumarán a los 20.000 trabajadores ya existentes en el sector.

El proyecto además trabajará en el fortalecimiento de la provisión de servicios energéticos modernos para mejorar la calidad de vida en al menos 30 comunidades, la ampliación equitativa de oportunidades, la diversificación económica y la extensión de procesos de inclusión social.

En términos ambientales, el proyecto evitará la emisión anual de 9,5 millones de toneladas equivalentes de CO₂, minimizará los efectos negativos de la disposición inadecuada de residuos con beneficios locales derivados de la reducción de la contaminación de cursos y cuerpos de agua, suelos, y de la ocurrencia de incendios.

El proceso de planeamiento involucra todas las formas de energía, entendiendo que la diversificación de las fuentes primarias, la investigación, el desarrollo de nuevas tecnologías y fuentes de energía y el manejo estratégico de los recursos constituyen elementos clave en la evolución del sector energético nacional.

Adicionalmente, se puede realizar la prospectiva de las emisiones de GEI, provenientes de la demanda final de energía. El análisis ambiental se encuentra básicamente enfocado al impacto que podría provocar cada uno de los escenarios analizados en lo que se refiere a emisiones de estos gases.

La experiencia adquirida ha demostrado que la principal barrera a superar para desarrollar políticas de aprovechamiento energético de los recursos biomásicos es la complejidad de los sistemas dendro y agro energéticos. Esto resulta de una variedad de factores que se suman para dificultar la posibilidad de tener una visión clara y compartida del sector.

Se destaca que el sector energético utiliza herramientas de planificación que incluyen elementos de bioenergía, tal como el modelo *Long-range Energy Alternatives Planning* (LEAP) (FAO, 1998_a; SEI, 2000). Éstos son analizados generalmente desde la perspectiva del consumo, dejando de lado muchos de los aspectos relacionados con las fuentes de obtención de la biomasa y la sustentabilidad de su producción, que resultan más familiares a los sectores forestal y agropecuario.

A nivel nacional, las principales regulaciones tendientes al fomento y desarrollo de la bioenergía son las siguientes:

- Ley Nº 26.190/06: Fomento para el uso de las fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. La Ley propende a la diversificación de la matriz energética nacional favoreciendo el uso de energías renovables y contribuyendo a la mitigación del cambio climático. Declara de interés nacional la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables con destino a la prestación del servicio público y establece una meta a alcanzar del OCHO POR CIENTO (8%) en la participación de las energías renovables en el consumo eléctrico nacional en un plazo de DIEZ (10) años. Para ello, se establecen un conjunto de beneficios impositivos aplicables a las nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, así como la remuneración a pagar por cada kilovatio hora efectivamente generado por las diferentes fuentes ofertadas que vuelque su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y/o estén destinadas a la prestación de servicio público.
- La ley 26.190: impulsa la realización de inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía (energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás), en todo el territorio nacional, incluyendo la construcción de obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente, y la explotación comercial.
- Ley 26.093: Biocombustibles. Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentable de Biocombustibles, estableciendo un régimen especial para incentivar su producción y uso en el país (tendrá obligatoriedad a partir del 1º de enero de 2010). Para eso se instituye una serie de beneficios promocionales como deducciones y tratamientos impositivos y tributaciones especiales en relación a las vigentes. Se promocionan por la norma el biodiesel, el bioetanol y el biogás. Se define la obligatoriedad de la participación del biodiesel y el bioetanol en los combustibles diesel y naftas comercializadas en un porcentaje del 5% a partir de 2010. El 20 de diciembre fue reglamentado bajo decreto 109/2007.

- Ley 26.334: Régimen de Promoción de la Producción de Bioetanol. Se aprueba dicho régimen con el objeto de satisfacer las necesidades de abastecimiento del país y generar excedentes de exportación, impulsando la conformación de cadenas de valor mediante la integración de productores de caña de azúcar e ingenios azucareros en la fabricación de bioetanol.

La energía química del hidrógeno almacenada en el enlace H-H puede convertirse directamente en electricidad sin necesidad de emplear un ciclo termodinámico intermedio, lo que representa una gran ventaja en eficiencia frente a la limitación del factor de Carnot. Esta transformación directa se lleva a cabo en las celdas de combustible, que si bien no son la única forma de aprovechar el hidrógeno poseen la ventaja de alcanzar eficiencias muy superiores a las de los MCI.

Existen otras tecnologías para la conversión de biomasa lignocelulósica en electricidad. Se consideran en este trabajo dos de ellas: la combustión mediante quema directa de biomasa y un ciclo integrado de gasificación combinada (IGCC).

Muchas plantas generadoras de electricidad a partir de biomasa utilizan el sistema de quema directa de la misma produciendo vapor que es utilizado directamente por las turbinas para producir energía cinética, transmitiéndose al generador que convierte esta energía en energía eléctrica. *Para este proceso se consideró un factor de conversión de 1,41 MWh/ton de biomasa.*

El sistema de gasificación combinada utiliza altas temperaturas y un medio ambiente con oxígeno que convierte la biomasa en estado gaseoso, una mezcla de hidrógeno, monóxido de carbono y metano. Este gas es enviado a la turbina de gas y se transforma en energía eléctrica. *La eficiencia de este sistema es de 1,76 MWh/ton de biomasa seca. Se consideró un costo de generación de electricidad de 148 U\$S/MWh.*

La Tabla 3 muestra la Generación Potencial de Electricidad y su costo según las distintas tecnologías empleadas. La Figura 3 muestra la Generación Potencial de Electricidad por regiones.

Regiones	Potencial de Generación de Electricidad	Potencial de Electricidad IGCC (2)	Costo de Electricidad (4)	Consumo de EE	% reempl.	% reempl. (IGCC)
	MWh/año	MWh/año	U\$/año	(MWh/año)	%	%
Noroeste	3.734.088,48	6.571.995,72	552.645.094,60	6.454.000,00	57,86	101,83
Noreste	4.428.740,21	7.794.582,76	655.453.550,34	8.670.000,00	51,08	89,90
Cuyo	1.406.446,24	2.475.345,38	208.154.042,93	7.445.000,00	18,89	33,25
Pampeana	498.741,11	877.784,36	73.813.684,43	73.176.000,00	0,68	1,20
Patagónica	419.441,87	738.217,68	62.077.396,02	7.417.000,00	5,66	9,95
Total	10.487.457,89	18.457.925,89	1.552.143.768,31	103.162.000,00		

Tabla 3. Generación Potencial de Electricidad y su costo según las tecnologías empleadas.

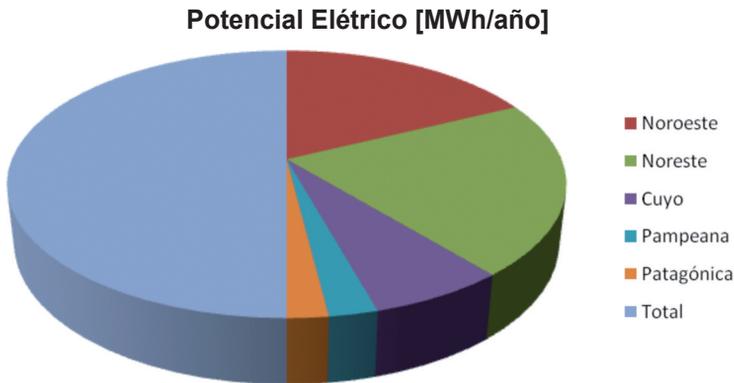


Figura 3. Generación Potencial de Electricidad por regiones.

Aprovechamiento térmico de la biomasa forestal residual en el Valle de Calamuchita, provincia de Córdoba

Con el objeto de poner en valor el recurso energético disponible (que a su vez constituye un pasivo ambiental con alta capacidad potencial de daño) en el Valle de Calamuchita del Departamento homónimo de la provincia de Córdoba se trabajó sobre la base de documentación y estudios existentes, el relevamiento del bosque

implantado y de aserraderos existentes en la zona, a los fines de cuantificar la masa forestal total y los residuos que se generan por la actividad foresto-industrial, estimándose la capacidad calorífica potencial de la misma, buscando alternativas para su valorización.

En las sierras de Calamuchita existen aproximadamente 20.000 Ha de bosque implantado, conforme al último inventario forestal (Risso Patrón, 2006), apreciándose una significativa disminución con relación a estimaciones anteriores. En general son plantaciones de Pino (*elliotis* mayoritariamente) que se realizaron algunas décadas atrás, al amparo de planes forestales promocionales y con el objetivo de abastecer a una por entonces incipiente industria papelera.

La referida industria (basada en pulpa de fibra larga) declinó rápidamente pero dio origen a dos actividades económicas que hoy caracterizan a la región: turismo y foresto-industria.

Un equilibrio inestable ha marcado la “convivencia” entre la actividad turística que se desarrolló en las áreas forestadas y la explotación del bosque implantado, no sólo porque aquella se ve perjudicada conforme se talan los bosques (aunque se reforeste), sino que la actividad foresto-industrial genera una importante cantidad de “desechos”, que son causa eficiente de inicio y/o propagación de incendios de magnitud, principalmente durante los meses de invierno.

De la información surgida del inventario se determina que existe en promedio algo menos de 500 árboles por Ha², arrojando una disponibilidad total de aproximadamente 4.600.000 m³ de madera (aproximadamente 2.5 millones de toneladas), aplicando los coeficientes mórficos correspondientes, con una tasa de crecimiento promedio en la zona de alrededor de 20 m³ por Ha/año (aproximadamente 11 toneladas por Ha/año).

La información relevante se deriva de analizar la cantidad de residuos que genera la actividad foresto-industrial que explota el bosque implantado, la calidad de los mismos y su localización.

En la zona existe una treintena de aserraderos de diversos tamaños ubicados en las localidades próximas a las forestaciones (aunque una decena de ellos operan dentro de la zona de bosque propiamente dicha), los que procesan alrededor de 225.000 toneladas por año de masa forestal “en pie”. Cabe considerar ahora que aproxima-

2 Originariamente se plantaban 1250 árboles por Ha, siendo lo recomendable una densidad del orden de los 600/650 plantas por Ha.

damente 2/3 de esta masa forestal se transforma en “residuo” de la actividad principal, es decir sólo se “madera” una cantidad semejante a la mitad de lo que se desecha.

Del análisis realizado surgen dos aspectos a considerar inicialmente: el ambiental y el energético.

En el aspecto ambiental, con independencia de la localización de los aserraderos, aproximadamente la mitad de los residuos que genera la actividad (esto es 1/3 de la masa forestal “en pie”) queda en el monte. Esto se refiere a hojas, ramas, puntas finas y tocones de la raíz, elementos de elevada combustibilidad que, en muchas ocasiones, ocupan inapropiadamente caminos de escape o áreas de corta fuegos. A lo anterior se adiciona la biomasa residual de “costaneros” (sobrantes de cuadrar los troncos cilíndricos) y la corteza que se desecha en los aserraderos, los cuales se encuentran en las mismas zonas forestadas o en zonas urbanas próximas donde la propagación de un fuego incidental puede tener características catastróficas.

En el aspecto energético, la cantidad de desechos de biomasa que se produce por año en el Valle de Calamuchita está cerca de 145.000 Tn, con un 50% de humedad (alrededor de 36.000 tep), lo que implica aproximadamente 400.000 MWh térmicos/año, que se encuentran disponibles y sin ser aprovechados.

El aprovechamiento de la Biomasa Residual de la actividad foresto-Industrial es directo, sin requerir procesos de carácter termoquímico, biológico o extractivo. Cuando la biomasa de baja densidad (real y aparente) no se utiliza en la zona donde ésta se genera, es usual la densificación mecánica de la misma (Pelletizado³) hasta valores del orden de los 1.200 Kg/m³ de densidad real (aproximadamente 600 Kg/m³ de densidad aparente). Esto contribuye a optimizar costos de traslado y permite, al tener los pellets un tamaño uniforme, la utilización de sistemas de alimentación automáticos (que en la práctica se maneja como si fuera un fluido), para uso industrial o familiar.

Análisis de resultados - Conclusiones

Es importante notar que el impacto que puede producir el uso de biomasa para la producción de hidrógeno, para el sector del transporte o el sector productor de energía eléctrica, está íntima-

³ Pellet maderero: pequeñas porciones de materia vegetal comprimido utilizadas como combustible.

mente relacionado con la cantidad de biomasa que es posible obtener, valor que fluctúa notablemente de una región a otra en todo el territorio nacional.

Así tenemos regiones que son fuentes de abundantes residuos biomásicos para ser utilizados y convertidos en energía satisfaciendo la demanda zonal, como también regiones altamente pobladas, con bajos recursos biomásicos.

Con relación al transporte automotor, el potencial de generación de hidrógeno a partir de biomasa lignocelulósica es importante en las regiones NOA y NOE, que abastecerían la demanda interna y podría, el remanente, ser aprovechado por las otras regiones que no disponen de una fuente importante para sustituir el consumo de combustibles fósiles.

Es significativa la reducción de CO₂ producida por el parque automotor, la quema a campo abierto de residuos y en las plantas de energía abastecidas por combustibles fósiles, resultando en un importante beneficio ambiental.

Respecto a la evaluación realizada en el Valle de Calamuchita, se destaca que resultaría importante una promoción del aumento del área forestal en la provincia, además de apoyar iniciativas privadas que realicen las inversiones necesarias para permitir transformar la energía potencial disponible en la biomasa residual de la actividad foresto-industrial, en un bien público.

Complementando lo referido a la biomasa forestal residual, podrían hacerse consideraciones semejantes respecto al aprovechamiento energético de otros residuos orgánicos, ya sean de origen urbano, industrial o animal, con el consecuente impacto ambiental positivo y aprovechamiento energético.

En resumen, la biomasa es un recurso renovable cuyo aprovechamiento contribuye a la conservación del medio ambiente, permitiendo una gestión adecuada de residuos agrícolas y forestales y una menor dependencia de fuentes de energías fósiles. Este recurso autóctono se encuentra distribuido por todo el planeta, lo que permitiría una producción energética descentralizada, fomentando el empleo, el desarrollo rural y la valorización de residuos, reduciendo problemas de tratamiento, gestión y riesgo de incendios.

Agradecimientos

Agradecemos el apoyo financiero del Programa de Financiamiento para Proyectos de Investigación de la Secretaría de Ciencia y Técnica de la Universidad Nacional de Córdoba y al programa de Desarrollo Empresario que ejecutó la Agencia para el Desarrollo Económico de la provincia de Córdoba, con recursos provenientes del BID-FOMIN.

Bibliografía

- Risso Patron, A. (2006), Relevamiento Forestal.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN (2004), “Descripción, desarrollo y perspectivas de las energías renovables en la Argentina y en el mundo”. Mayo.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO, GAS Y DERIVADOS. Tablas Dinámicas.
- U. S. DEPARTMENT OF ENERGY (2005), “Minnesota Biomass – Hydrogen and Electricity Generation Potencial – National Renewable Energy Laboratory”. Febrero, Golden, Colorado.
- WISDOM ARGENTINA (2009), “Análisis del Balance de Energía derivada de Biomasa en Argentina”, FAO, Departamento Forestal – Dendroenergía. Mayo.

SOBRE LOS AUTORES

César ALONSO Arquitecto, Docente FAUD-UNC (Arquitectura IIB) y Universidad Blas Pascal. Investigador FAUD-UNC. Director de Proyectos Estratégicos en el Instituto de Planificación del Área Metropolitana.

Jorge Raúl BARRAL. Master of Science, Mechanical Engineering-Major: Thermodynamics and Heat Transfer. Ing. Mecánico Electricista Profesor Titular Universidad Nacional de Río Cuarto. Coordinador Nacional del Centro Binacional Argentino-Uruguayo en Energías renovables.

Augusto BRAVO Arquitecto, Profesor en la Facultad de Arquitectura y Urbanismo y Diseño de la UNC y en la Universidad Blas Pascal en el Área del Diseño Arquitectónico. Director de Planificación del Instituto de Planificación del Área Metropolitana de Córdoba.

Gustavo Alfredo BUSTOS. Ingeniero Electricista Electrónico. Profesor Adjunto en la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba Asesor en temas de Salvaguardia y Garantía de Calidad del Reactor RAO

Pablo Sebastián CANTERO. Ingeniero Electrónico. Profesor en la FCEfyN de la UNC. Elaboración del plan estratégico de la Comisión Nacional de Energía Atómica en el área de Reactores Nucleares de Investigación y Producción de Radioisótopos para el periodo 2010-2018.

Sergio Agustín DEVALIS. Mag. en Estrategias Públicas y Privadas, CPA Adjunto CONICET. Coordinador del Depto. de Empresas y Energías Renovables del CIECS (CONICET-UNC). Coordinador Regional del GIZ (Cooperación Alemana).

Carlos Alberto FERNANDEZ ACEVEDO . Ingeniero Mecánico Electricista (UNC), Especialista en Higiene y Seguridad en el Trabajo (UTN), Jefe de Radioprotección Reactor Nuclear RA-0 (EPEC-UNC), Jefe de Radioprotección y Seguridad en la Central Nuclear Embalse (CNEA-NASA).

Carlos Eduardo FERRARI. Ing. Electricista. Profesor de grado y Posgrado en la Universidad Tecnológica Nacional. Gerente Técnico y de Desarrollo de Electroingeniería SA.

Pablo FREZZI, Dr. en Ingeniería Eléctrica, Ing. Electricista. Coordinador de Proyectos de energías renovables y Coordinador de Estudios eléctricos en Electroingeniería SA.

Francisco Atilio GAZZERA. Ingeniero Mecánico Electricista (UNC), Curso sobre Reactores Nucleares de Potencia (CNEA), Profesor Titular en la Cátedra de Física II y Jefe Reactor Nuclear RA-0), Profesor de Física II en la Universidad Tecnológica Nacional y en la Universidad de Río IV

Gabriel GOMEZ, Ing. Electrónico, Master of Business Administration, Profesor y Subdirector GRSI (Grupo de Robótica y Sistemas Integrados) Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba

Juan Carlos GÓMEZ TARGARONA Ingeniero Electromecánico. Doctor en Filosofía de la Ciencia (Ph.D.) Universidad Sheffield Hallam, Inglaterra. Profesor Titular Facultad de Ingeniería de la UNRC y en la UTN-FRC

Emilio GUDEMOS. Coordinador Latinoamericano de la Red Iberoamericana de Energías Renovables, Integrante del Grupo de Energías Renovables de la FCEFYN de la UNC, Profesor la cátedra de Energías Renovables de la UNVM

Guillermo IRÓS. Arquitecto, Profesor Titular en la Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Diseño de la UNC y Universidad Blas Pascal en el área de diseño arquitectónico y urbano .Coordinador general del instituto de Planificación del Área Metropolitana de Córdoba.

María LÁBAQUE. Ingeniera Civil, Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Recursos Hídricos. Profesora Cátedras Obras Hidráulicas y Mecánica de los Fluidos. Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba

Ezequiel Pedro LEIVA. Investigador Principal de CONICET, Dr. en Ciencias Químicas, Lic. en Química, Profesor. Titular Facultad. de Ciencias Químicas, Universidad Nacional de Córdoba

Héctor Alfredo MALANO. Ingeniero Electricista, Ingeniero Profesor Titular. Participación en la elaboración del plan estratégico de la Comisión Nacional de Energía Atómica en el área de Reactores Nucleares de Investigación y Producción de Radioisótopos para el periodo 2010-2018.

César O. MARTINELLI, Ing. Mecánico. Prof. del Departamento de Física de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba

Ladislao MATHÉ, Magister, Ingeniero Electricista, Profesor Control y Director GRSI (Grupo de Robótica y Sistemas Integrados) Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba.

Enrique MOISO. Arquitecto, Profesor titular en la Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Diseño de la UNC. Director de Gestión Institucional del IPLAM – Instituto de Planificación del Área Metropolitana de Córdoba.

Mario Luis PIERANTONELLI. Ingeniero Electricista Electrónico, Especialista en Ingeniería en Telecomunicaciones Profesor y Miembro del Centro de Ambiente y Energías Renovables de la Universidad Nacional de Villa María

Miguel PIUMETTO. Ingeniero Mecánico Electricista y Magister en Business Administration (MBA). Profesor Asociado por Concurso en la F.C.E.F. y N. de la U.N.C. y es Director del Centro de Vinculación del Laboratorio de Baja Tensión en la misma Facultad..