EnerDossier

Adecuación de la generación distribuida en los sistemas de energía eléctrica actual

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis de las potencialidades de la generación distribuida 3

- ✓ *Curva de duración de carga* 8
- ✓ *Confiabilidad* 10
- ✓ *Necesidad de marcos regulatorios pares* 10
- ✓ *Beneficios de la generación distribuida* 11
- ✓ *Barreras que pueden presentarse* 11
- ✓ *El futuro de la generación distribuida y sus impactos sobre el sector de energía* 12

Avances de la aplicación de Generación Distribuida; Caso de estudio: Brasil 13

- ✓ *Las ventajas de la GD favorecen tanto al consumidor como al sector eléctrico* 17
- ✓ *¿Generación distribuida versus grandes hidroeléctricas?* 19

Enfoque: Sector eléctrico venezolano, la tragedia anunciada 22

- ✓ *La central termoeléctrica Centro como metáfora del descuido a la generación térmica* 26
- ✓ *General Electric sumará 2.200 megawatts al estado venezolano* 29

Análisis de las potencialidades de la generación distribuida

El sistema establecido de generación de electricidad, según el modelo tradicional, exige el uso de grandes centrales de generación, la transmisión de energía a través de largas distancias y después su distribución por las líneas locales. La práctica de la instalación y operación de los equipos de generación eléctrica, cerca del local donde la energía es utilizada es conocida como "*generación distribuida*". En ocasiones, esta fuente de GD es la única con posibilidades de interconectar comunidades rurales o prácticamente aisladas.

La tendencia original de oponerse a la incorporación de la GD al sistema eléctrico, se vio revertida, fomentando su interconexión mediante incentivos económicos, obviamente variando por país. Al fin de cuentas, la interconexión de nuevas fuentes de energía al sistema eléctrico tradicional trae aparejada una serie de ventajas no despreciables[1].

La generación distribuida suministra electricidad a los clientes del local donde fue montada o soporta una relativamente pequeña red de distribución, que generalmente puede ser conectada a la red general, en tensiones al nivel de la distribución. Las tecnologías de GD incluyen motores pequeñas (y micro) turbinas, principalmente a gas, eólicas o hidráulicas, células de combustible y sistemas fotovoltaicos. Las tecnologías renovables irrumpieron con fuerza en el sector de generación distribuida en los últimos años. Pero el mayor impulso de la GD procede sin duda del incremento en los precios de los combustibles fósiles que propiciaron que muchas tecnologías de GD sean rentables incluso donde hay disponibilidad de energía eléctrica convencional. La generación distribuida puede suministrar algunas o todas las necesidades de electricidad de los clientes[2].

La generación distribuida puede alimentar la red en medio y baja tensión, dependiendo del tipo y tamaño de la fuente utilizada. Se considera que las fuentes de GD de media tensión son de hasta aproximadamente 25 MW y que las redes de baja tensión son equipos de funcionamiento permanente desde 30 kW hasta estimativamente 250 kW y vinculados en grupo.

Los pequeños generadores y sistemas de almacenaje de energía trabajan en un rango típico que va de 1 kW a 50 MW o más grandes. Son sistemas que se encuentran

---

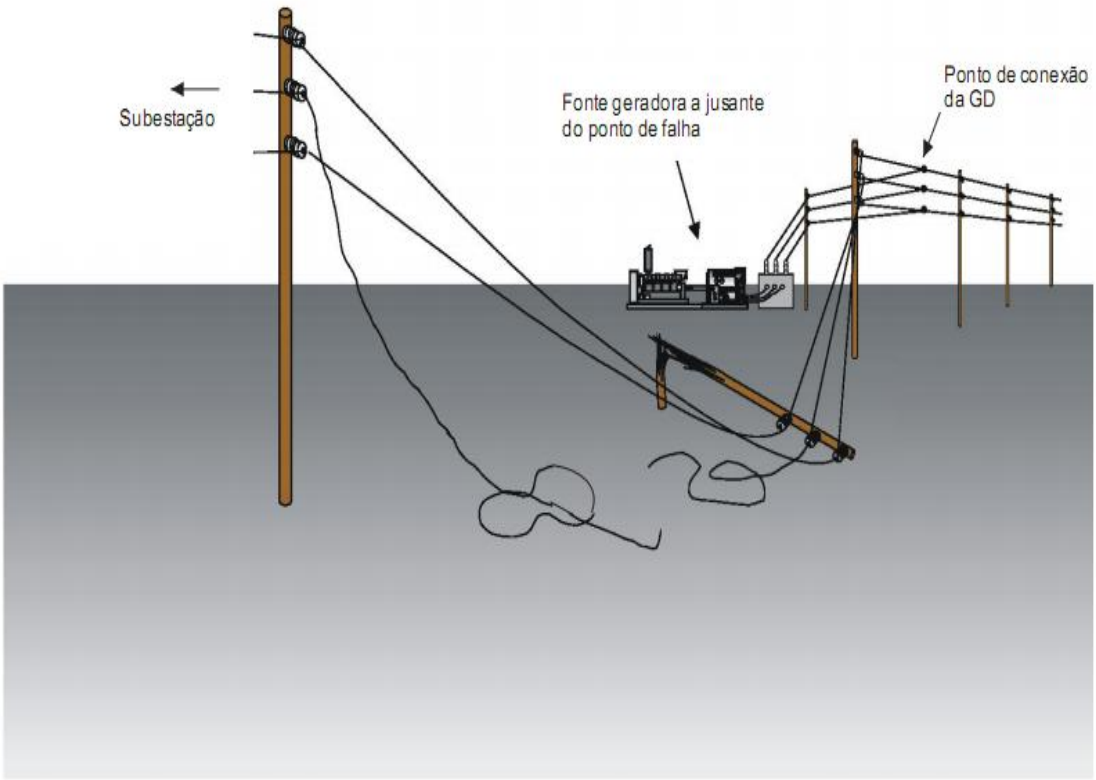
[1] http://www.sciencedaily.com/articles/d/distributed_generation.htm

[2] Speak Energy, "*Energy Efficiency – Enabler of Distributed Generation*", (9/2)

diseminados por toda la red y se conectan al sistema de distribución. De esta forma se produce energía en todo el sistema de distribución.

Los clientes pueden usar la GD para reducir los gravámenes impuestos por su propia demanda de energía eléctrica, para "*entrar*" en las horas de pico de consumo o para reducir las emisiones ambientales. La GD también puede ser utilizada por las compañías de electricidad para mejorar sus sistemas de distribución. Existen muchas otras aplicaciones de las soluciones proporcionadas por la GD. Los consumidores comerciales y las instalaciones industriales pueden generar energía suficiente para suplir todas sus necesidades, utilizando las tecnologías ya existentes. Esto les da, aún, la capacidad de tener un backup de energía en tiempos de apagón. Los sistemas de GD pueden suministrar a una organización de cierto porte, o a un conjunto de habitantes de otra forma enteramente a merced de una única empresa, los siguientes beneficios: normalización del pico (*peak shaving*), *backup* de energía durante una interrupción voluntaria, o no, energía primaria, carga combinada de calor y energía para uso propio, acompañamiento de la carga para poder mejorar la calidad del servicio y/o obtener precios más bajos.

En conjunto con la producción combinada de calor y energía, la GD puede mejorar la eficiencia térmica global. La GD es frecuentemente utilizada como *backup* de energía, para aumentar la confianza del sistema, o como un medio de aplazar la inversión en costosas redes de transmisión y distribución, evitando sus costos, reduciendo las pérdidas de la línea, difiriendo la construcción de grandes instalaciones de generación, suministrando fuentes alternativas de abastecimiento a un mercado de energía que es controlado por pocos actores[3].



En relación a las pérdidas de la línea, los sistemas eléctricos de potencia poseen unidades generadoras y demandas ubicadas en distintos puntos del sistema que están

[3] Energy Policy, "*Distributed generation: definition, benefits and issues*", (Abril 2005)

interconectados por líneas de transmisión de grandes longitudes. Si la demanda es considerable y el sistema de transmisión está congestionado, entonces las pérdidas de energía pueden ser significativas. Estas pérdidas dependen de la resistencia de la línea y la corriente que fluya por ella, usualmente a este tipo de pérdidas se las denomina pérdidas térmicas. Una correcta ubicación de la GD reduce las pérdidas totales del sistema y una ubicación incorrecta aumenta las pérdidas del sistema[4]. La **International Energy Agency (IEA)** encontró que las pérdidas por transmisión y distribución suponen un 7% de la producción bruta en kWh. El estudio también encontró que durante periodos de altas temperaturas, las líneas se dilatan y la conductividad decrece, y las pérdidas pueden alcanzar el 40%. La **Energy Information Administration (EIA)** estadounidense encontró que la tecnología DG puede suponer que el costo de la energía sea un 30% más bajo cuando se desplaza el gasto de transmisión y distribución y el sistema DG se despliega en sitios concretos. De esta forma se obtiene una interesante alternativa a la construcción de nuevas líneas de potencia, transformadores, etc. Las ventajas son mayores en áreas congestionadas donde permitir nuevas redes de transmisión es difícil.

La GD ha demostrado, según la experiencia internacional, ser una alternativa económicamente competitiva frente a las expansiones de redes de distribución, principalmente de media tensión. Lo anterior, es particularmente cierto cuando se evalúa la expansión de instalaciones y redes que se encuentran saturadas o próximas a estarlo, o en redes que presentan alto costo de expansión producto de las restricciones ajenas a la red eléctrica como tal.

La IEA presenta como un inconveniente implícito en los sistemas de GD los altos costos de inversión por unidad de kW instalado[5]. En "*What´s in the cards for distributed generation"*, Johannes P. Pfeifenberger hace un estudio comparativo de los costos asociados a la GD, mostrando conclusiones que resaltan la ventaja económica que tienen las plantas de generación centralizadas sobre las plantas de GD. No obstante, otros trabajos formulan estructuras de evaluación económica que plantean y exponen beneficios en proyectos de generación distribuida. Charles Feinstein y Jonathan Lesser en "*Defining Distributed Resource Planning"*[6], plantean ciertas condiciones que pueden hacer atractivo económicamente un proyecto de GD, condiciones que están relacionadas con la flexibilidad asociada a la GD en cuanto a los niveles de demanda y competencia, el empleo de nuevas tecnologías alternativas, el cumplimiento de normas ambientales, así cima con el trazado de nuevas líneas de distribución y transmisión.

Pfeifenberger, a pesar de sus conclusiones en contra de la GD, complementa la posición de Lesser planteando cuatro razones que hacen atractiva la GD: la primera se relaciona con la viabilidad económica en tanto se logre valorar el aumento en la eficiencia térmica con cogeneración (tecnologías GD-CHP)[7]; la segunda razón está relacionada con el hecho de que las tarifas promedio continuas hacen que el ahorro del cliente exceda los costos asociados al reemplazo de las tecnologías de generación convencionales; la tercera razón es que una mejor información sobre clientes de alto consumo creará las condiciones del mercado para la GD, debido a que esta información permitirá crear planes con un valor agregado, aún si para ello la GD resulta más costosa que la generación centralizada en promedio; como cuarta razón se plantea que la GD se volverá atractiva en la medida en

---

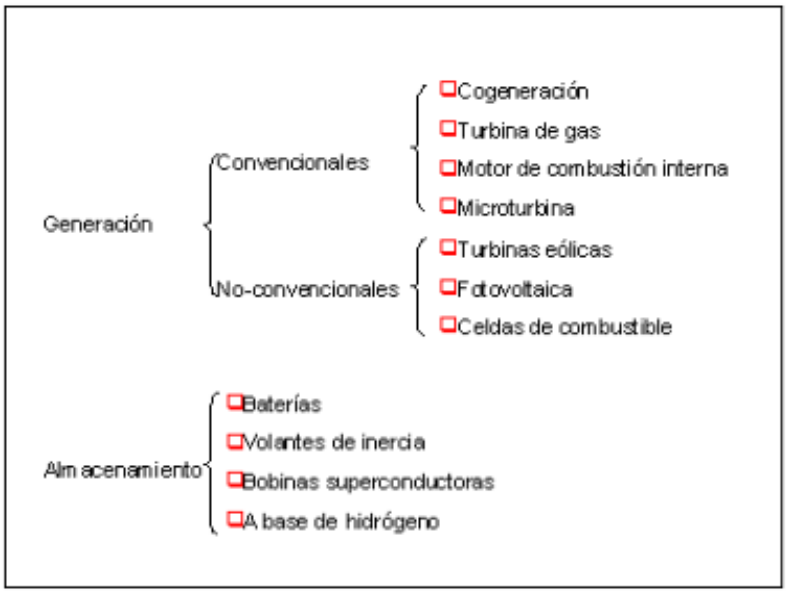
[4]Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE, "*Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems*". Kashem, M.A. Le, A.D.T. Negnevitsky, M. Ledwich, G.

[5]http://www.eucontest.org/go.php?pdf=www.eusustel.be/public/documents_publ/WP/WP3/WP%203.4.1%20Distributed%20generation%20and%20grid%20integration%20issues.pdf

[6] www.s-chapel.com/Downloads/.../FeinsteinDefiningDRPlanning.pdf

[7] En caso de tratarse de equipos de cogeneración, que aprovechan la generación conjunta de vapor y electricidad, el generador eléctrico se encontrará dentro de la planta industrial, por lo tanto su conexión al sistema es posible a nivel de subdistribución, y en unos pocos casos a nivel distribución.

que ella pueda atenuar de manera significativa la inversión de transmisión y distribución o mejorar la confiabilidad de los sistemas existentes.



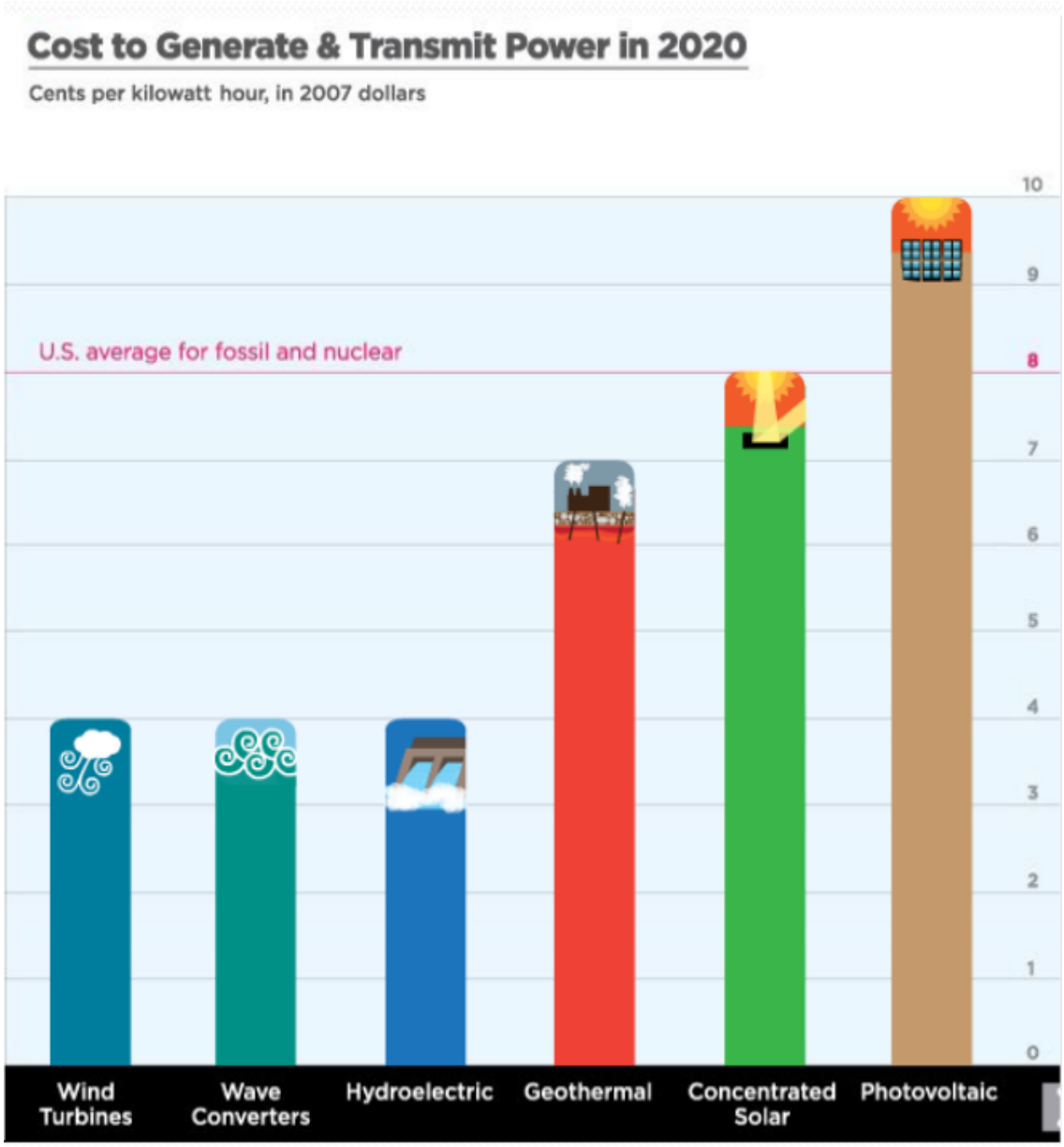
Los riesgos de la GD, el más importante surge cuando la cuota de producción alcanza niveles que no son tolerados por los sistemas de distribución. No obstante este problema sólo aparece en los países donde las tecnologías de generación distribuida están bien maduras. Además, gestionar miles de generadores dispersos es un desafío mucho mayor para los operadores del sistema que controlar un puñado de grandes generadores centralizados. Naturalmente, los operadores del sistema de transmisión y distribución necesitan asegurar que las empresas DG no hacen nada que ponga en peligro su capacidad para mantener la estabilidad de las redes. Las tecnologías DG no deben interrumpir el flujo equilibrado de la corriente alterna para soportar una sincronización de la red apropiada. Las unidades DG tienden a tener un costo de capital comparativamente mayor (por kilowatt instalado) que los generadores centralizados. Ello hace que la tecnología DG sea demasiado cara para los clientes residenciales y un negocio arriesgado[8].

Los últimos años, la generación distribuida se hizo una alternativa eficiente y limpia para los sistemas de distribución tradicionales. Y las tecnologías recientes están posibilitando que también sean económicamente factibles. Con este propósito, esfuerzos significativos están siendo realizados en varias partes del mundo. En Estados Unidos, en Europa y en China.

Uno de los principales problemas que se le pueden adjudicar a las grandes unidades de generación eléctrica, es el problema de la coexistencia con el ecosistema. Los grandes volúmenes de electricidad que se demanda en el último tiempo, van acompañados también

[8] Electric Power Systems Research, "*Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities*", Julio 2007.

de una mayor nivel de contaminación por parte de las generadoras, ya sea aire, agua, suelo, etc. Los precios de la energía eléctrica hoy están muy lejos de reflejar los costos ambientales en los cuales se incurren. Es decir, el precio que se le paga a una central térmica por cada MWh, no debería ser el mismo que se le paga a una central eólica por cada MWh. La teoría de las externalidades permite incluir en el precio este costo ambiental, presentando entonces la generación distribuida una alternativa a la generación con alto impacto ambiental.



Curva de duración de carga

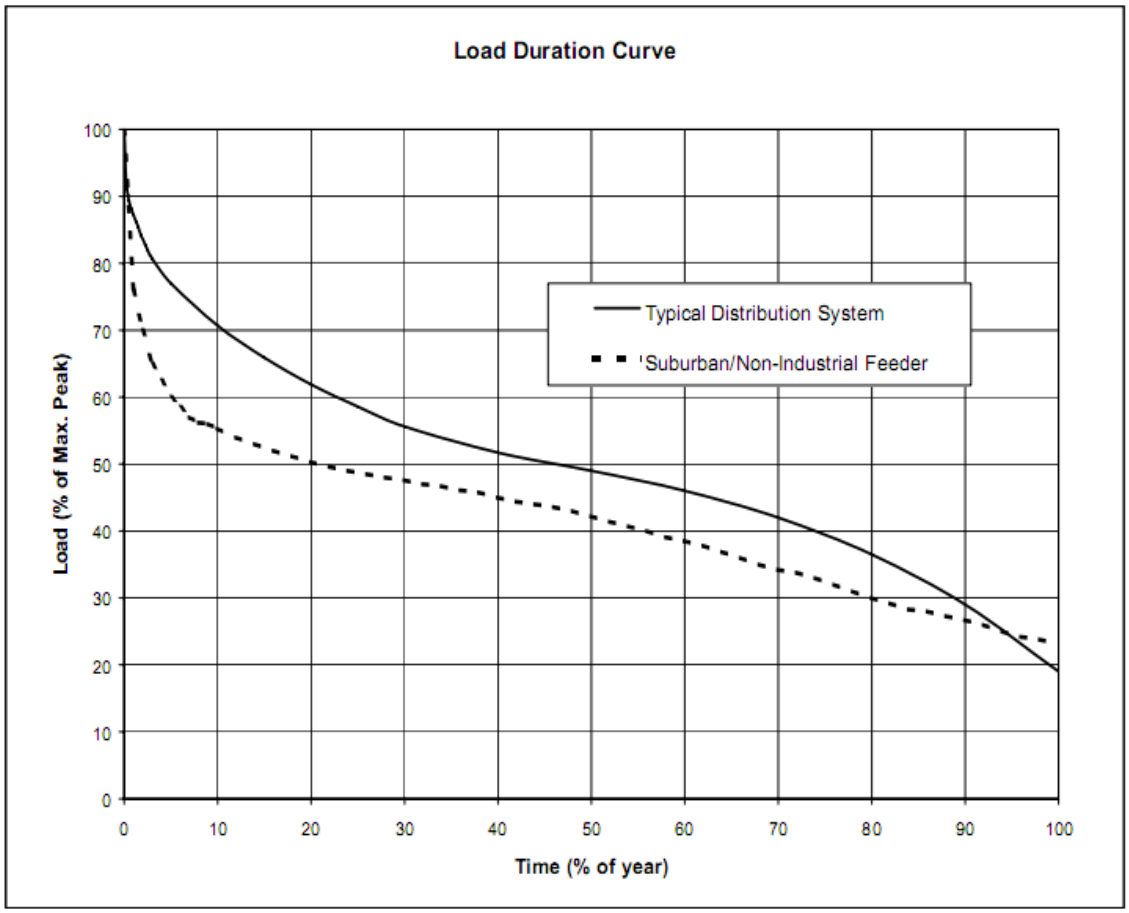
Cuando ocurre un aumento de la carga en un sistema de distribución, llegando a un punto donde esta carga sobrepasa la capacidad de uno o más componentes del sistema, como por ejemplo, un transformador o alimentador, una forma tradicional de resolver este problema es instalando nuevos equipos para aliviar la sobrecarga. La no inversión en actualización o adecuación del sistema aumenta el riesgo de fallas en componentes debido al stress de la sobrecarga, comprometiendo la confianza del sistema y aumentando el costo de operación y mantenimiento[9].

La curva de duración de carga es una herramienta de análisis usada para describir la cantidad de tiempo (en porcentaje) durante el año en el cual la carga de un sistema está arriba de una fracción dada de su valor máximo (valor de pico). Visto que las curvas de duración de carga son normalizadas para el pico durante el año, la curva comienza en un 100% declinando de forma constante hasta llegar al punto de carga mínima en la derecha de la curva. En cualquier punto entre los dos extremos, la curva de duración de carga muestra la necesidad de atender a la demanda en pico. Por ejemplo, para el sistema típico de distribución con una mezcla de cargas residenciales, comerciales e industriales, la carga total excederá un 70% del su pico solamente durante un 10% del año, o por cerca de 900 horas.

La carga excederá un 80% del pico sólo durante un 3% del año, cerca de 260 horas. A pesar de los picos extremos no sean eventos frecuentes, el sistema de transmisión y distribución está proyectado específicamente para atender estos picos, y de este modo, el aumento del cargamento del pico determina cuando serán necesarias acciones para prevenir sobrecarga del sistema durante los picos. La curva trazada en la figura de abajo describe las características de la duración de carga de un alimentador que es básicamente residencial y comercial con un componente mínimo de industrial.

[9] Distributed Generation Interconnection Manual
www.puc.state.tx.us/electric/business/dg/dgmanual.pdf

Figure 4-4: Load Duration Curves



El perfil de carga de este alimentador es caracterizado por un expresivo componente de carga debido al uso de aire acondicionado durante el verano. Para esta curva, un 70% de la carga corresponde a cerca de una 2% del año (175 horas) y un 80% de la carga menos de 1% del año (cerca de 80 horas). El análisis de la duración de las cargas en un alimentador muestra cuanto la generación distribuida puede ser usada para reducir los picos de demanda en alimentadores de la distribución, y cuantas horas de operación en el pico serían necesarias.

Estas curvas ilustran claramente el potencial del uso de la GD para reducción en el pico de la demanda permitiéndose postergar o hasta aún evitar inversiones en transmisión y distribución. Cuando las cargas aumentan por arriba de la capacidad del sistema de distribución, para atenuar los picos, pequeñas cantidades de GD operando algunas horas por año, podrían "cortar" el tope de la curva al atender la demanda en el punto de uso al contrario de contar con la potencia transmitida a través del sistema.

Confiabilidad

En el trabajo *"Distributed resources and electric system reliability"*, Richard Cowart[10] considera tres puntos de vista a considerar en la confianza de la generación distribuida:

*el punto de vista de clientes individuales;
*de un grupo de clientes y su compañía local de distribución; y
*el mercado como un todo y operadores del sistema.

Se destacan algunas formas por las cuales la generación distribuida puede ejercer una influencia efectiva en cuestiones relativas a la confianza: Aumentando la calidad de la energía y asegurando suministro sin interrupciones: La GD puede contribuir para la mejoría en la calidad de la energía en áreas congestionadas, en el final de la línea de tramos largos, y en locales donde una alta calidad de energía es exigida; y puede también proveer capacidad de generación local bajo el control de clientes que demanda servicio ininterrumpido.

Los clientes que instalan la GD en al lado de su medidor, usualmente lo hacen por una combinación de tres razones: reducción de costos, aumento en la calidad de energía y mayor confianza. Uno de los motivos de reducción de costos son los altos valores de energía para demanda y de horarios pico. La GD puede desempeñar también un papel importante en el caso de interrupciones debido a accidentes naturales, evitando largos periodos sin suministro de energía.

Necesidad de marcos regulatorios pares

Cuando en los marcos regulatorios se crearon las estructuras tarifarías, se tenía en mente el convencional sistema de generación, en donde los clientes no son capaces de generar energía y toda la generación viene desde grandes centrales pasando a través de gigantes redes de transmisión. Sin embargo, esta concepción de la generación de la energía eléctrica fue cambiando debido a que la idea de la generación distribuida tomó fuerza en varios países, sobretodo por la idea de tener una energía más limpia. Los países más avanzados en este tema son los países europeos, los cuales se propusieron para el año 2005 tener al menos un 10% de energía eléctrica producida por generación distribuida[11].

En la mayoría de los marcos regulatorios actuales, no se reconocen los verdaderos aportes y ventajas de la generación distribuida, como es el caso uruguayo, argentino y chileno y la de otros países latinoamericanos, lo que hace parecer a la generación distribuida como un tipo de generación no competitiva. De hecho, un marco regulatorio que no reconozca las diferencias que existen entre la generación normal (típica) y la generación

[10] Regulatory Assistance Project on Distributed Resource Policies *"Distributed resources and electric system reliability"*, Richard Cowart, septiembre 2001.
[11] Eusustel.be, "*Distributed generation and the grid integration issues*".

distribuida, y las trate en una sola unidad, no reconoce el valor agregado de la generación distribuida, especialmente lo que se refieren a que su punto de generación es muy próximo a su punto de demanda.

Más aún, no sólo no reconoce su valor agregado, sino que la penaliza obligando a la generación distribuida a competir sólo en base a costos marginales, los que necesariamente son mayores que para el caso de la generación normal, la cual aplica economías de escala. Este punto es esencial ya que se necesita un marco regulatorio que reconozca los costos y los beneficios reales del sistema para la sociedad de ambas alternativas y así asigne los recursos de forma eficiente.

Beneficios de la generación distribuida

-Reducción de pérdidas
-oferta en picos
-mejoras en la calidad de la energía eléctrica (voltaje, frecuencia, estabilidad de la tensión, suministro de potencia reactiva y corrección del factor de potencia)
-menos interrupciones
-reducción de emisiones atmosféricas
-apoyo al restablecimiento del sistema en caso de colapso total
-mayor eficiencia
-modular, flexible, tiempos reducidos de instalación.

Barreras que pueden presentarse

-Tendencia a privilegiar los esquemas centralizados;
-marcos regulatorios que no fueron concebidos considerando la GD, sino para el 100% de generación central. En la mayoría de los países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran a la GD como un aspecto diferente a la generación convencional, por lo que explícitamente la penalizan;
-inversión inicial alta por percepción de riesgos tecnológicos (todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de GD, muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado);
-potencias bajas y fluctuantes;
-conflictos con los intereses de otros actores, particularmente con los operadores de la red;
-escepticismo;
-interconexión, exigencias exageradas para poder interconectarse con la red de distribución.

El futuro de la generación distribuida y sus impactos sobre el sector de energía

Los principales tecnologías disruptivas de GD consideradas para este informe son:

-**Micro CH:** Las micro-centrales hidroeléctricas son microturbinas hidráulicas con potencia de hasta 1.000 KW, movidas por la energía potencial del agua que, acopladas a un alternador, generan energía eléctrica para el abastecimiento localizado.

-**Pequeñas eólicas**: Son pequeñas turbinas aerogeneradores con potencia de hasta 100 KW, movidas con la fuerza del viento e instaladas en locales específicos de presencia puntual de corrientes de viento.

-**Mini usina para cogeneración**: Equipamiento de pequeño porte, acoplado a una fuente primaria de energía con una potencia de hasta 300 KW, en el cual se genera simultáneamente calor y trabajo siendo que este podrá ser aprovechado para la generación de energía eléctrica, mientras el primero, a través de la recuperación del calor de los gases de escape puede generar, entre otros, agua caliente, vapor, calor de proceso o frío.

-**Microturbinas**: Son pequeñas turbinas con potencia de hasta 500 KW que contemplan a la generación de energía eléctrica o pueden operar en mini-sistemas de cogeneración. Pueden utilizar diferentes combustibles, pero principalmente gas natural o biogás.

-**Generadores diesel**: Conjunto de motor ciclo diesel acoplado a un alternador/generador de energía eléctrica. El generador diesel es normalmente utilizado en emergencia, pudiendo también ser usado para el suministro total de las cargas de la unidad consumidora, para gestión de carga (*peak-shaving*) o aún en sistemas de cogeneración.

-**Térmica/solar**: Es el calentamiento del agua (para uso residencial, comercial o industrial por medio de la utilización de colectores solares, los cuales funcionan de acuerdo con los principios de transmisión de calor a través de los materiales.

-**Fotovoltaica/sola**: Es la generación de energía eléctrica a través de paneles solares, formados por células solares. Células solares son dispositivos compuestos de silicio que producen una corriente eléctrica cuando son encendidos por la luz solar.

-Célula combustibles: Es una tecnología que utiliza el hidrógeno y el oxígeno para generar electricidad a través de procesos químicos. La célula de combustible es, en general, alimentada directamente con hidrogeno, o este es extraído de otros combustibles fósiles (gas natural, gasolina, etc).

Avances de la aplicación de Generación Distribuida; Caso de estudio: Brasil

Avance de las tecnologías de producción de energía, preocupación con reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y reglamentación ambiental son algunos de los factores que impulsan la generación distribuida. Como alternativa para atender rápidamente a los centros de carga con bajos costos de transmisión, la generación distribuida (GD en

adelante) ha sido considerada por parte de los agentes del sector uno de los segmentos más prometedores. El avance de las tecnologías de producción de energía, la preocupación con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la reglamentación ambiental son algunos de los factores que impulsan la GD.

Con la generación hidroeléctrica localizándose cada vez más al Norte del país, y con iniciativas de subastas de reserva siendo conectados a la Red Básica por medio de instalaciones compartidas de generación, los activos de generación distribuida pasan al frente con costes menores para los consumidores.

La primera referencia a la GD se dio en 2004 en el marco legal brasileño, a través de la Ley 10.848, que destacaba la comercialización de la energía eléctrica en el país. En el decreto 5.163 del mismo año, La GD fue definido como *la "producción de energía proveniente de iniciativas de agentes concesionarios o autorizados, conectados directamente al sistema eléctrico de distribución del comprador, excepto las iniciativas hidroeléctricas con capacidad instalada superior a 30 MW, y los termoeléctricos, inclusive cogeneración, con eficiencia energética inferior a un 75%, siendo que aquellas iniciativas termoeléctricas que utilicen como combustible la biomasa o residuos de procesos no estarán limitados a este porcentual de eficiencia".*

La implementación de proyectos de generación distribuida, según la reglamentación en vigor, está cercada de incentivos regulatorios, de modo que las iniciativas puedan ser viabilizadas más fácilmente. Uno de ellos es la concesión de descuentes en las **Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (Tust) e de Distribuição (Tusd),** inclusive en el consumo, del 50% o un 100%. El presidente de la **Associação Brasileira de Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica (APMPE), Ricardo Pigatto,** explicó que, entre otras ventajas para el sistema, la GD contribuye con la reducción de las pérdidas y principalmente con la garantía de generación en las puntas del sistema, lo que hace que regiones con este tipo de usina sean menos afectadas en caso de apagón.

"*La gente aún no consiguió demostrar financieramente el tremendo beneficio de la GD porque nosotros no teníamos el trabajo del aspecto locacional. Vamos a contratar una empresa de consultoría para cuantificar las ventajas que la GD trae a Brasil a fin de que eso migre a el pago de tarifas, ya que está comenzando a ser difícil viabilizar algunas iniciativas, principalmente los instalados lejos de la carga*". Pigatto destacó que la fijación de la Tusd-G el año pasado consideró la señal locacional, beneficiando iniciativas que están más próximas de los centros de carga. Por otro lado, las usinas más alejadas tuvieron un aumento de tarifas que llegaron a corresponder a cerca de un 350%. "Eso puede llevar hasta la inviabilidad de las iniciativas. Para solucionar la cuestión hicimos una proposición a la **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel),** que está analizando el tema", dijo Pigatto, añadiendo que la resolución aprobada por Aneel en el inicio de 2009 es importante y llegó a ser defendida por APMPE. Los estados de **Mato Grosso, Goiás y Tocantins** son los que tienen iniciativas más distantes del centro de cargo y que tuvieron impacto en los reajustes de la Tusd-G.

La generación distribuida puede ser hecha a partir de procesos de cogeneración y de pequeñas usinas. La biomasa proveniente de la caña de azúcar es una de las más utilizadas en ese segmento. Según el presidente de la **Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen), Carlos Roberto Silvestrin,** el país tiene un potencial de biomasa disponible para implantar un parque de GD de más de 20.000 MW en un horizonte de diez años. Un proyecto de Cogen, en asociación con la **União da Indústria de Cana de Açúcar** y entidades del sector sucroalcooleiro, pretende ofertar a la red 10.000 MW en el periodo 2011-2020, o sea 1.000 MW por año de capacidad instalada. La inversión anual estimada en el proyecto es de aproximadamente 5 billones de reales.

El periodo de producción de la caña, que acontece entre los meses de mayo y octubre, también contribuye para que este tipo de generación sea complementaria a la hidroelectricidad. "*La cosecha comienza cuando termina el periodo de lluvias. Es una boda perfecta*", analiza Silvestrin. Se estima según el **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**,

que cada 1.000 MW medios de biomasa consigan ahorrar un 4% del agua de las reservas del submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Fontes Alternativas - GD (Potencial Disponível)

Potencial por Região

Região	Eólica[1] (GW)	PCH[2] (GW)	BIO_Cana[3] (GW)	BIO_SIL[4] (GW)	BIOGAS suino[5] (GW)	Bio_Res Agr[6] (GW)
Norte	12,8	0,3	0	0,1	0	0
Nordeste	75	0,3	0,7	0,4	0,1	0,1
Centro-Oeste	3,1	1,7	0,3	0	0,1	0,1
Sudeste	29,7	3,2	3,2	1	0,1	0
Sul	22,8	2,5	0,3	1,3	0,2	0,2
Brasil	143,5	8,0	4,5	2,8	0,5	0,4

1- h=50 m (Atlas de Energia Eólica, MME, 2001); 2- PB entregues (Relatorio SGH/ANEEL 08/2009); 3- 60 kWh/tc (Atlas de Biomassa, CENBIO, 2009); 4- Res. Madeira c/ ef= 30% (CENBIO, 2009); 5- Apenas esterco suino (CENBIO, 2009 e Pecora et alli, 2008); 6- Casca de coco, amendoim e arroz (CENBIO, 2009)

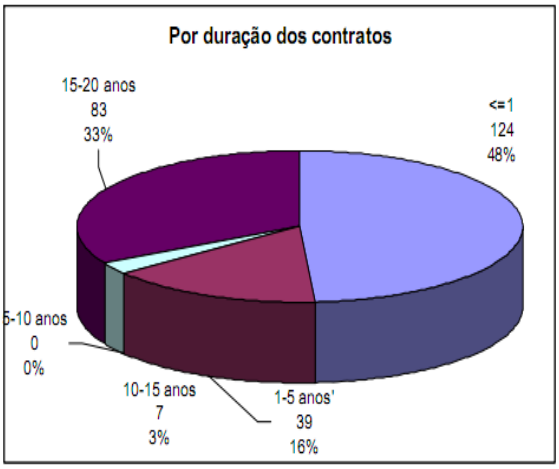
FONTE: ANEEL

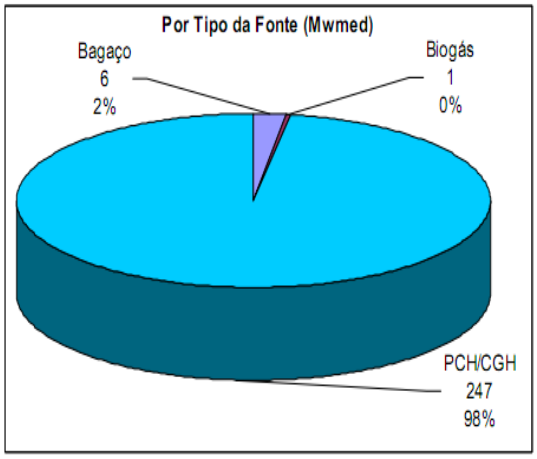
El aserrín de madera, bastante explorado en Santa Catarina y en Paraná, y el gas natural también son otras fuentes disponibles y utilizadas en la GD. Aún según Silvestrin, los descubrimientos de gas natural en la Cuenca de Santos son sorprendentes. "*Vamos a tener excedentes de gas natural para ser comercializado que van a sobrepasar el nivel de 40 millones de metros cúbicos por día, o sea, es prácticamente una Bolivia y media de sobrantes disponibles a partir de la entrada del campo de gas Mexilhão, que debe entrar en operación a finales de este año",* contabiliza el ejecutivo. En San Pablo, sólo en la cogeneración a gas nosotros tenemos un mercado de 3.400 MW que deben ser implantados en el periodo de diez a doce años con el consumo de gas en el nivel de 20 millones de m³/día, declara.

Para comercializar la energía proveniente de la generación distribuida, según el decreto 5.163, la distribuidora debe realizar llamada pública y el monto no podrá exceder a un 10% del mercado consumidor en el área de la concesión. Según datos de Aneel, entre los años 2005 y 2009 fueron realizados, por nueve distribuidoras, 36 contratos a través de este modelo de comercialización. En el periodo fueron contratados 254 MW medios de 19 agentes generadores. De esta cantidad, 247 MW medios son procedentes de pequeñas centrales hidroeléctricas, 6 MW medios de bagaço de la caña y 1 de biogás. Todos los contratos de generación distribuida por llamada pública se concentran en el Sudeste y Centro-Oeste, excepto el proyecto piloto de Copel, de desechos de cerdos, que se encuentran en la región Sur.

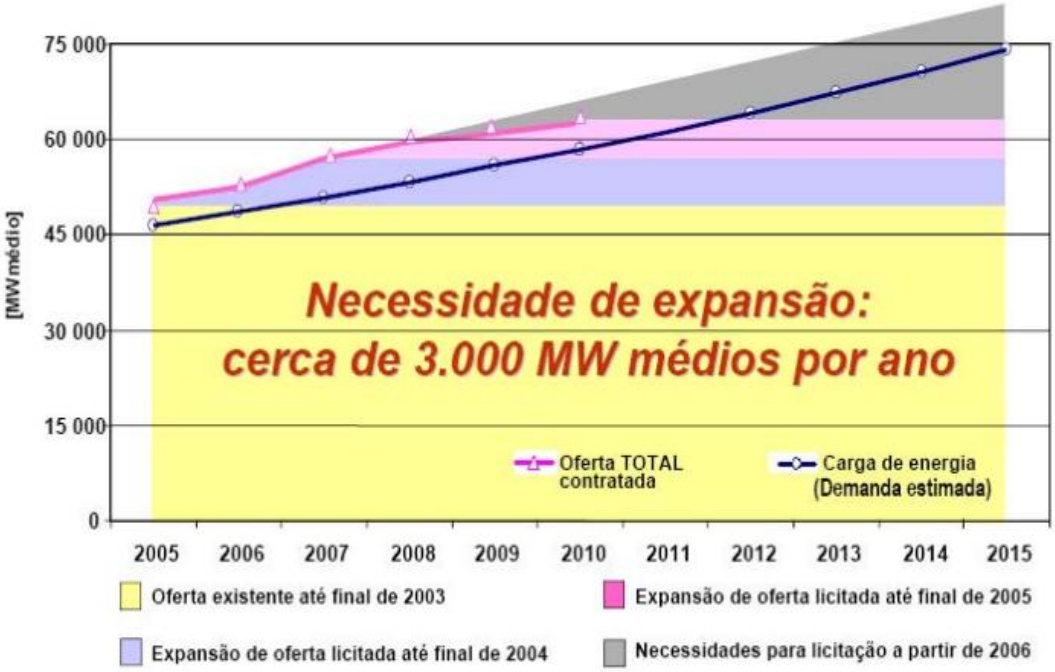
Geração Distribuída (Contratos por Chamada Pública)

Distribuição da Quantidade Contratada (MWmed)





EXPANSÃO DA OFERTA PARA ATENDIMENTO À DEMANDA



Fonte: ANEEL

Para la APMPE, el número de contratos es bajo. Uno de los motivos para el poco avance sería el precio techo vinculado al Valor de Referencia, homologado por Aneel este

año en 145,41 reales/MWh. "*Este VR es bajo para implementar pequeñas centrales hidroeléctricas, por ejemplo. Necesitaríamos algo en torno a los 160 reales/MWh para poder viabilizar este tipo de iniciativa",* evalúa Pigatto La opinión es compartida por el asesor de bioeletricidad de Unica, Zilmar de Souza. *"Como el VR es una media ponderada de las subastas, tiende a ser siempre inferior al precio de las subastas*". El ejecutivo contó que, entre las propuestas sobre el asunto que tramitaron en la Cámara de Diputados, una de ellas sugería la inserción sobre el VR de un factor que incorporaría los beneficios técnicos y económicos proporcionados por esas iniciativas al **Sistema Interligado Nacional.** "*Una de las propuestas citaba algo en torno a un 50% sobre el VR. Algunos proyectos de ley tramitaron en el Congreso brasileño el año pasado, pero no avanzaron".*

Para estimular aún más la generación distribuida, otra sugerencia de los agentes del sector sería la realización de subastas específicas por fuente. Según Zilmar, no se podría mezclar en el mismo certamen fuentes que no son equiparables. "*Una térmica a óleo combustible y otra a biomasa no son comparables principalmente en el requisito de emisiones. Cuando una térmica a óleo más barata es contratada, no fue puesto el precio del mal causado por las emisiones*". Otra traba discutida por los agentes está relacionada a la obligatoriedad de la fuente generadora de poder ofertar solamente a la distribuidora local, lo que es poco útil para la estimulación de la generación distribuida. Para los agentes, si fuera permitido comercializar energía al generador distribuido en llamada pública con otras distribuidoras en el SIN, promovería la competición tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda, beneficiando al consumidor final.

Las ventajas de la GD favorecen tanto al consumidor como al sector eléctrico

Los usuarios ganan con la mejor calidad y confianza del servicio de energía. En el caso de interrupciones debido a accidentes naturales, la GD puede evitar largos periodos sin suministro de energía. Según el estudio "*Generación Distribuida en Brasil: oportunidades y barreras*" realizado por la **Sociedade Brasileira de Planejamento Energético**, el potencial de economía en los sistemas de transmisión y distribución con la implementación de GD es de 1,60 dólares a 60,27 economizado por cada MWh producido debido a la postergación de las subestaciones. Según el estudio, cuando la energía es transmitida a través de los sistemas de transmisión y distribución ocurren pérdidas de 4 a 7% de la potencia total transmitida, debido a la impedancia de alimentadores y transformadores. Con la inclusión de la GD, las pérdidas en la distribución pueden ser reducidas. El potencial de la economía en los sistemas de transmisión y distribución con la implementación del GD es de 2,34 a 3,14 dólares economizado por cada MWh producido.

Las comunidades donde se hacen difíciles la construcción y el acceso de líneas de transmisión o de distribución también pueden ser beneficiadas por la GD, debido a la proximidad con la carga. La figura más abajo muestra el número de domicilios rurales sin energía en los diversos estados brasileños, que son posibles beneficiarios del crecimiento de la GD, mostrando su potencialidad de contribución en la atención a la Ley de Universalización (Ley 10.438, de 2002). Otra contribución dice respecto a las pequeñas

cargas localizadas en puntos distantes del sistema de distribución que sufren problemas de caída de tensión, la GD contribuirá con la mejoría del perfil de tensión en estos puntos.

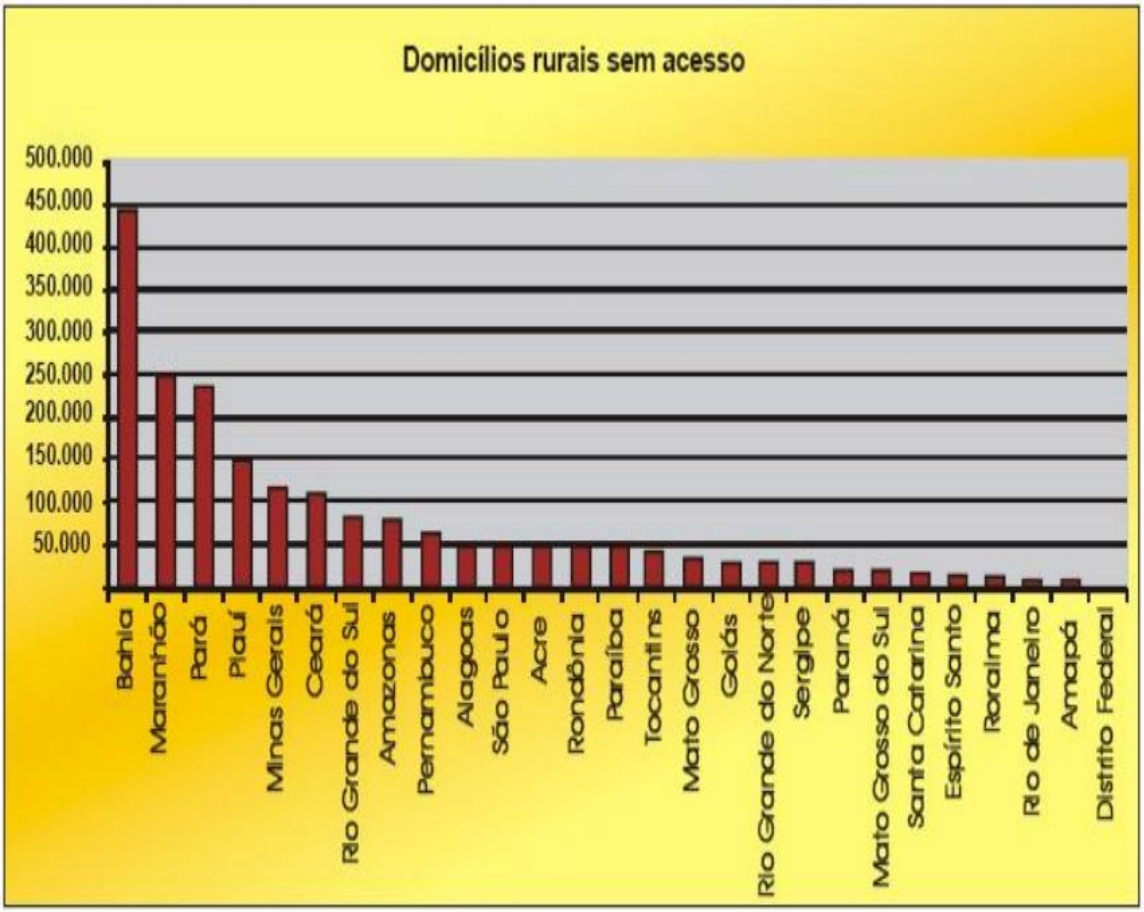


Figura 3 - Números absolutos de exclusão elétrica rural por Estado da Federação (MME, 2005)

En las regiones aisladas localizadas al Norte de Brasil que, en general, presentan la agricultura de subsistencia como principal actividad económica, pueden ser empleados los residuos derivados de tales actividades para la producción de energía, llamando la atención de la comunidad local. Ya existen proyectos en los Estados del Pará (Municipio de Moju) y Amazonas (Reserva Extrativista do Médio Juruá, Comunidade do Roque) empleando óleo de palma para esta finalidad. A pesar de los elevados precios de los óleos vegetales, función de otras opciones de utilización, más nobles que la generación de energía esta aparece como una posibilidad para comunidades aisladas que no tienen la oportunidad de venta del óleo para estas finalidades. Además de eso, para estas comunidades, queda extremadamente elevado el costo final del óleo diesel (cuando incluidos los costos de transporte, en la mayor parte de las veces en viajes de barco con una duración de varios días), acabando por hacer viable el uso de óleo vegetal producido localmente[12].

Existe un mercado potencial representado por 3 millones de propiedades rurales y más de 100.000 comunidades no atendidas por electricidad, con población media estimada en 150 habitantes por localidad, que no disponen de la energía necesaria al efectiva atención de sus demandas básicas. Este cuadro requeriría para el su completa atención, la

[12] www.iee.usp.br/biblioteca/producao/.../Suani_importancia.PDF

instalación de 15 a 20 mil MW de energía eléctrica, con una inversión estimada en 25 billones de reales. Con esas cantidades, el mercado potencial del medio rural y de las regiones aisladas brasileñas sería comparable a la expansión prevista para los sistemas eléctricos convencionales interconectados en los próximos diez años. Aún, las oportunidades de negocios decurrentes de esas necesidades energéticas representarían un mercado invisible para los agentes económicos tradicionales que operan en el sector energético brasileño, históricamente volcados a los grandes proyectos y a las grandes concentraciones de consumo.

Desde el punto de vista de la distribuidora, las oportunidades para explorar nuevos nichos de mercado son: vender energía con calidad más alta de la que es obligada por contrato; desarrollar y/o operar sistemas de cogeneración junto a los consumidores; montar nuevos negocios de energía más eficientes como el frío distrital, reducir los contratos de "*alquiler de línea*", etc.

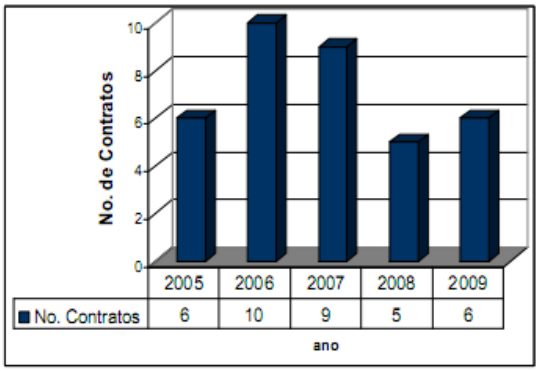
¿Generación distribuida versus grandes hidroeléctricas?

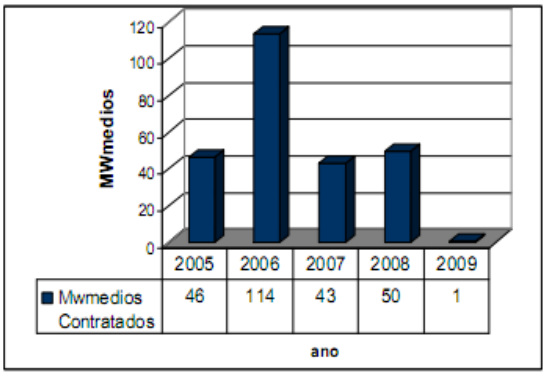
El aumento de energía generada por la GD también puede evitar la necesidad de construcción de nuevas usinas, reduciendo así el impacto ambiental de grandes áreas inundadas. Las grandes iniciativas como Bello Monte (11.233 MW) y Jirau (3.450 MW) van en contra de la discusión sobre la generación distribuida. Estas usinas ocupan líneas de transmisión inmensas, aumentan las pérdidas del sistema, cuando nosotros tendríamos que estar efectivamente incentivando la GD en Brasil. Ciertamente algunas decenas de micro-apagones no habrían acontecido.

Uno de los principales cuellos de botella para la biomasa en la generación distribuida son los costos de conexión. Eso porque las usinas a biomasa están en su mayoría localizadas en la zona rural, a veces, 70, 80 o 100 kilómetros de distancia de la red de conexión con el sector eléctrico. Por la reglamentación brasileña, todo el costo de conexión es de responsabilidad del emprendedor, lo que encarece sobremanera las inversiones y aleja buenos proyectos del ambiente regulado. En Costa Rica, donde el sector *sucroalcooleiro* tiene menos representatividad que el brasileño, hay un incentivo, según el cual el sistema pagaría un 50% de los costos de conexión y el inversor acarrearía con el otro 50%. Una forma de reconocer el beneficio para el sistema interconectado.

Geração Distribuída (Contratos por Chamada Pública)

Evolução anual da quantidade contratada





2005 – 2009

No. Contratos	36
No. Distribuidoras	9
No. Ag. Geradores	19
Total Contratado (Mwmed)	253
Total Vigente 2009(Mwmed)	100

ANEEL

El superintendente de la **Associação Fluminense de Cogeração de Energia (Cogen-Rio), Osório de Britto,** apunta dificultades para la generación centralizada. La GD no es capaz de sustituir íntegramente la centralizada, y sí ser una fuente complementaria para minimizar los riesgos y los costos. Para Osório, las usinas de mayor porte, como las de biomasa, tienen un dibujo muy claro, pues poseen condiciones de entrar en las subastas y que vendan su energía. Pero en el caso de la pequeña GD, resalta, existen barreras que impiden la creación de un mercado consolidado, pues las distribuidoras no consideran la adquisición de la energía de esas iniciativas. "*La pequeña GD, aquella que coloca el pequeño excedente, no consigue* crear un mercado, porque la distribuidora prácticamente ignora la existencia del excedente", afirma. Eso porque hay una renuncia en la producción de las sobras de energía. "*Ella prefiere renunciar a esta producción porque la usina no tiene donde colocarla, entonces eso es realmente un desincentivo a la creación de un mercado".*

El superintendente de Cogen-Río explica que aún teniendo condiciones interesantes de precio y sabiendo que la energía va a mejorar la calidad de la red, las distribuidoras prefieren no comprar de las usinas de GD ya que administran los hilos –sus principales activos. Como la generación está próxima de la carga, prácticamente no hay utilización de la malla de distribución, lo que para la concesionaria es considerado pérdida de ingresos. *"El sector eléctrico como un todo pierde ingresos porque cualquier generación distribuida reduce costes, no usando malla de transmisión",* completa.

El último relevamiento realizado por Cogen-Río, en 2006, indica la existencia de una pérdida de 76.400 MWh/año, que es la renuncia a la posibilidad de tener un excedente de esas usinas. "*El problema es la estructura del sector, la reglamentación y la finalización económicas erradas*", apunta Osório. El sobrante permite la reducción del costo de la energía porque para ese tipo de iniciativa la venta es una ganancia extra. "*Si el emprendedor cubre el costo del gas, que es obligado a quemar para tener excedente, estará satisfecho*", explica.

En una presentación hecha en agosto del año pasado en el 4° Congreso de Bioenergía, el director de la **Agência Nacional de Energia Elétrica, Nelson Hubner**[13], destacó como una de las expectativas para la generación distribuida a partir de 2011 una posible obligatoriedad de realización de llamada pública, de como mínimo una vez por año, por las distribuidoras, de centrales de generación con potencia entre 50 KW y 1 MW. Por la medida, los límites de repaso serían el Valor de Referencia 10% más para PCHs, VR 20% más para biomasa y VR 50% más para las demás fuentes, además de exención de Tusd. Hubner destacó que existen propuestas para establecer obligatoriedad de contratación por las distribuidoras de toda la micro-generación, debajo de 50 MW que esté conectada a las respectivas redes, además de costeo de los refuerzos para la conexión y del sistema de medición de las iniciativas. Hubner sostiene que hay planes para la creación de un incentivo al uso de sistemas de calentamiento solar de agua, con descuentos para quien adopte la fuente y penalidades en la tarifa para quien no usa, lo que correspondería a un aumento del 20% en la tarifa, a partir de 2014.

Ya la generación distribuida a través de los desechos de animales también comienza a ganar espacio en el sector de GD. Un proyecto piloto con saneamiento ambiental de Copel fue autorizado por Aneel. La compañía genera energía a partir de los desechos de animales, principalmente porcinos. Un biodigestor genera el biogás, que mueve un motor a combustión. Este motor acciona un generador, que produce energía. El generador opera en paralelo con la red de la concesionaria. La energía es consumida por el propietario rural, que ya consigue disminuir el valor de la factura, y el excedente es vendido a Copel. Los residuos de materia orgánica son utilizados en el abono de la propiedad rural. Cada metro cúbico de biogás genera cerca de 0,75 kWh. Una de las principales conclusiones del proyecto piloto es la viabilización de los generadores de pequeño porte conectados en paralelo con la red de la compañía. Una gran dificultad que podría existir es que esta conexión pudiera cuasar problemas de seguridad, pero concluimos que nuestra propuesta de panel de protección viabiliza técnicamente la inserción de esos generadores de pequeño porte conectados a la red.

Una forma de complementar el sistema eléctrico brasileño. Esta es una de las principales funciones de la generación distribuida. Para APMPE, el desarrollo de la GD es una certeza vista por pocos debido a la falta de incentivos.

[13] www.porthuseventos.com.br/site/eventos/2009/...br/.../**NelsonHubner**.pdf

Enfoque: Sector eléctrico venezolano, la tragedia anunciada

*** Pese al aumento del aporte de agua del río Caroní, la crisis eléctrica se mantendrá, puesto que la insuficiencia de generación no corresponde a la sequía, sino a la desinversión en el parque térmico así como el no cumplimiento de la ley que rige el sector que data del año 2001.**

El 8 de febrero, **Hugo Chávez** declaró el estado de emergencia sobre la prestación del servicio eléctrico venezolano y sus instalaciones y bienes asociados, por un lapso de 60 días prorrogables, de acuerdo con la **Gaceta Oficial Nº 39.363**. La medida fue considerada debido a la sequía del embalse de **Guri,** con el cual se genera alrededor de 70% de la energía que demanda el país. En el decreto se ordena a la **Corporación Eléctrica Nacional (Corpoelec)** y a sus empresas filiales a "*acelerar*" los cronogramas de ejecución de las obras para ampliar la infraestructura, así como también a adoptar todas las medidas técnicas y económicas necesarias para conservar la continuidad del servicio[14]. La emergencia eléctrica se extenderá entre "*abril, mayo, junio*"[15].

Las dificultades que enfrenta el **Sistema Eléctrico Nacional (SEN**) no responden únicamente a la falta de agua, -la sequía más larga que ha vivido el país desde 1947- como insistentemente lo ha hecho ver el gobierno durante la crisis energética[16]. La falta de gas natural obligó a aumentar el uso de gasoil y fuel oil para generación termoeléctrica, complicando las labores de mantenimiento y se exigió al máximo a la generación hidroeléctrica. El déficit de generación de las termoeléctricas (que usan gas o derivados del petróleo) imposibilita la recuperación del embalse de la represa **Simón Bolívar** (Guri), obliga al ejecutivo a incrementar los racionamientos en el interior del país y

---

[14] El Carabobeño, *"*Mañana vence decreto promulgado por Chávez*", (*6/4)

[15] Semana, *"Venezuela: gobierno extendió por dos meses emergencia eléctrica*", (9/4)

[16] Correo del carona, "*Guri sin reposo por déficit térmico*", (28/4)

es causante de los apagones que azotaron a los habitantes del occidente[17]. El Guri, tiene una capacidad nominal de generación de 8.850 MW.

Central Hidroléctrica Simón Bolivar, en Guri

La falta de energía térmica obliga a Guri a producir más, y en consecuencia que haya un mayor consumo de agua. La utilización del agua en estos momentos es clave, puesto que el embalse podría estar a escasos 8 metros de su cota de colapso situada en la cota 240 metros sobre el nivel del mar. Los analistas estiman que de llegar la cota de la represa a los 240 metros entraría en *"colapso"* y habría que paralizar una de las salas de máquinas de la hidroeléctrica, lo que dejaría al sistema venezolano de generación eléctrica sin unos 5.000 megawatts que cubren cerca del 33% de la demanda eléctrica del país.

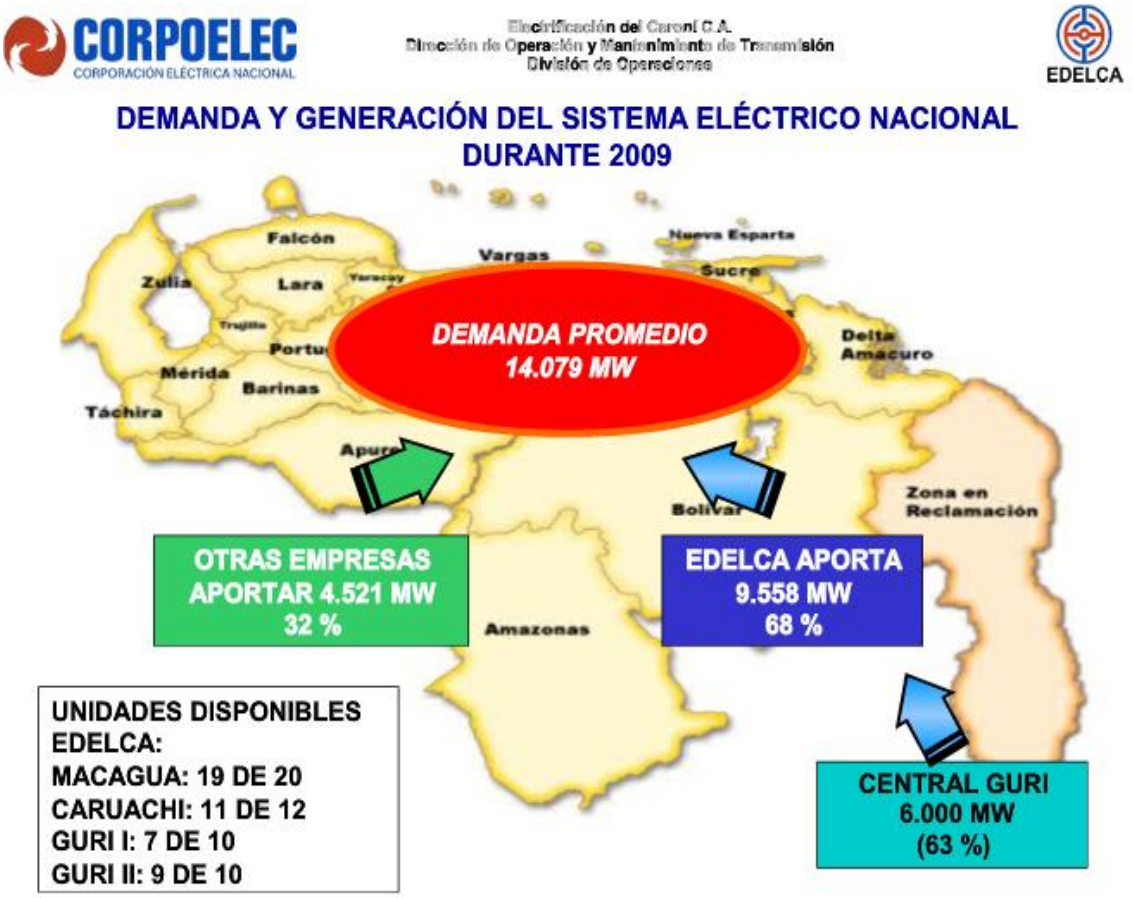
La turbina 2 del Guri recientemente ha sufrido daños estructurales a unos 93 metros de su base, lo cual hace cada vez más difícil controlar el caudal de agua que fluye a través de ella para garantizar una eficiente generación de energía eléctrica. No obstante, la turbina 2 es sólo una de las 8 (5, 6, 8, 10, 12 y 16) que en la actualidad se encuentran fuera de servicio, en un sistema de generación que cuenta con 20 turbinas.

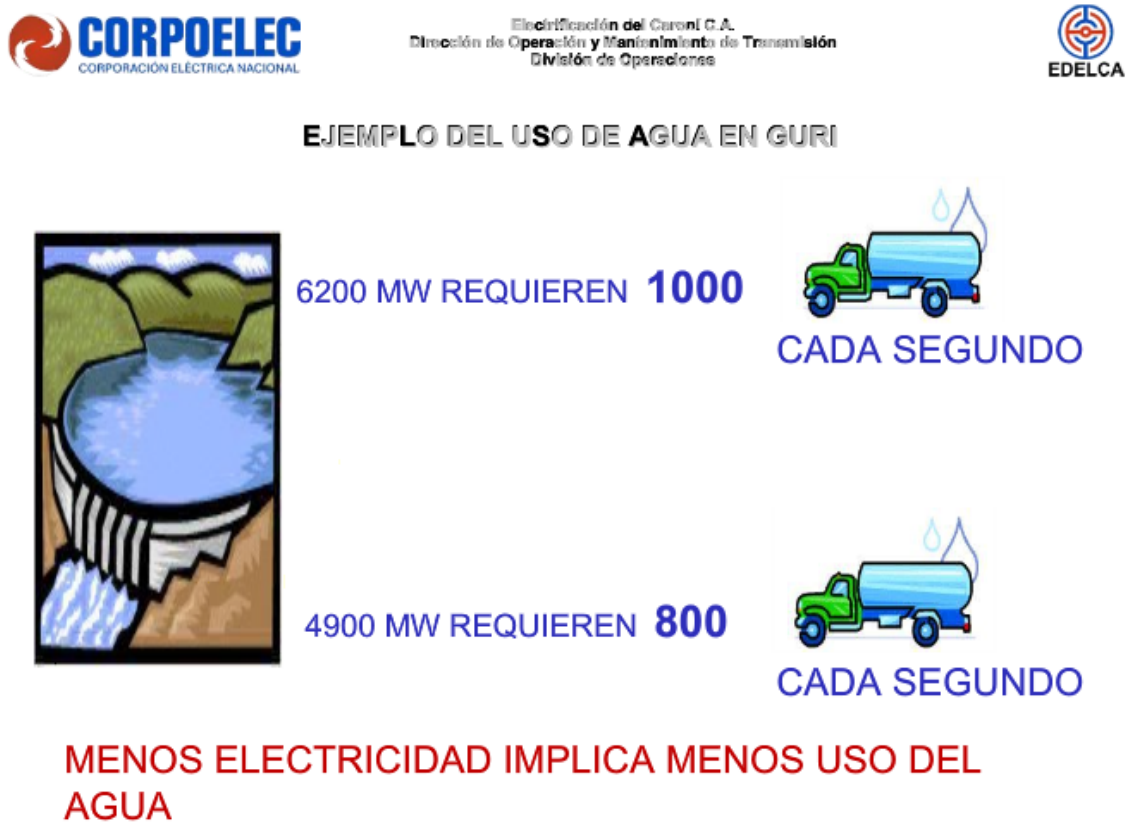
El déficit de electricidad persistirá hasta el próximo año, pues el Guri recibirá la próxima temporada de sequía, que tradicionalmente comienza en noviembre, con menos agua en comparación con el mismo periodo del año pasado. Según informes del **Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología**, las lluvias aún son muy débiles para hacer recuperar al gran embalse.

---

[17] El embalse Guri, que alimenta las centrales hidroeléctricas Simón Bolívar (Guri), Francisco de Miranda (Caruachi) y Antonio José de Sucre (Macagua).

Actualmente 61% de la demanda está siendo satisfecha por generación hidroeléctrica. El parque térmico existente está muy deteriorado y de las más de 30 plantas térmicas anunciadas en distintas ocasiones por el gobierno, solamente 5 fueron efectivamente construidas y puestas en operación y servicios. El déficit térmico viene dado por la indisponibilidad de varias unidades en los cuatro grandes generadores de este tipo en el país. Estos son: **Planta Centro**, ubicada en **Carabobo; Tacoa**, en el estado **Vargas, Termozulia** y **Ramón Laguna**, estas últimas situadas en la región occidental. El déficit se coloca entre los valores 2.291 megawatts (mínimo) y 3.059 megawatts (máximo), los cuales constituyen una cifra de potencia mayor al racionado en el interior del país, es decir si las unidades estuvieran disponibles en las termoeléctricas el gobierno no se vería obligado a quitarle la luz a los venezolanos, porque contaría con energía suficiente para apoyar a las hidroeléctricas cuyo caudal disminuye por el fenómeno de "*El Niño*". Este fenómeno climático también se presenta en **Ecuador** y **Colombia,** pero estos países no han sufrido los estragos que ha padecido **Venezuela** con la energía.





Para el mes de mayo, según el pronóstico del **IRI (International Research Institute),** se debe reducir la influencia de El Niño a un 28%; por lo que mejorará el aporte de agua al embalse. Se espera también que entre los meses de Junio a Septiembre la condición sea "Neutral", por lo que el aporte de la cuenca del **Caroní** se ubicaría en el valor promedio de 7.000 m3/seg. Si se turbinan 4.500 m3/seg, la recuperación del embalse sería de 2.500 m3/seg; lo que pudiera representar la recuperación del nivel en 7 cm diarios, que para los cuatro meses sería de apenas 8,54 m[18].

[18] Analítica, "*Crisis eléctrica en Venezuela*", (22/4)

La central termoeléctrica Centro como metáfora del descuido a la generación térmica

En 11 años no sólo no ha construido nuevas plantas termoeléctricas, sino que ha desatendido totalmente las que ya existían, como es el caso de Planta Centro[19]. Las instalaciones de generación de esta usina cuentan con cinco unidades, pero tiene un diagnóstico crítico. Una de las piezas está en rehabilitación sin activación, una segunda se quemó en 2009 quedando fuera de actividad, la acompaña la que está en manos de ingenieros cubanos, en proceso de reconstrucción, y otra que fue sacada de operaciones antes de Semana Santa por mantenimiento "*sigue en la fase de pruebas*". La quinta unidad colapsó en los primeros días de abril al recibir mayor tensión por los cambios de transmisión y presionada por las lluvias. Las unidades tienen capacidad para ofrecer 400 megawatts cada una, pero sólo generaban 200 MW[20]. Planta Centro fue reforzada con 60 militares, por supuestos sabotajes, como lo anunció el presidente Chávez.

Tras esto, el ejecutivo se propuso distintas metas para incorporar este año al sistema 5.900 megawatts, contando con la autogeneración que adelantan las empresas básicas de Guayana y PDVSA, sin embargo, hasta ahora las cifras del SEN muestran que el aumento en la capacidad instalada del parque eléctrico ha sido bajo[21]. El boletín del mes de febrero emitido por el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG), muestra que en los primeros dos meses del año se incorporaron 70 megawatt al sistema.

La oposición al gobierno de Chávez atribuye la crisis a la falta de planificación y de inversión en el sector. Los proyectos en generación, distribución y transmisión "*fueron planificados y concebidos, los contratos otorgados, los recursos aprobados, pero las obras no se encuentran por ningún lado*"[22]. En el documento "*Crisis Eléctrica, una tragedia que une a los venezolanos*", distintos analistas de energía afirman "*categórica y responsablemente, que a la administración del presidente Hugo Chávez nunca le ha faltado ni piso legal, ni piso político, ni dinero para haber adecuado apropiadamente la infraestructura del sector eléctrico*".

En la investigación se determinó que "*más de 50 mil millones de dólares ingresaron al sector eléctrico en estos 11 años*" de gobierno. Recursos "s*uficientes*" para "*haber instalado fuentes alternativas de generación térmica, haber concluido satisfactoriamente los proyectos hidroeléctricos del Bajo Caroní y, haber realizado el mantenimiento y la expansión de las redes de distribución y transmisión*".

---

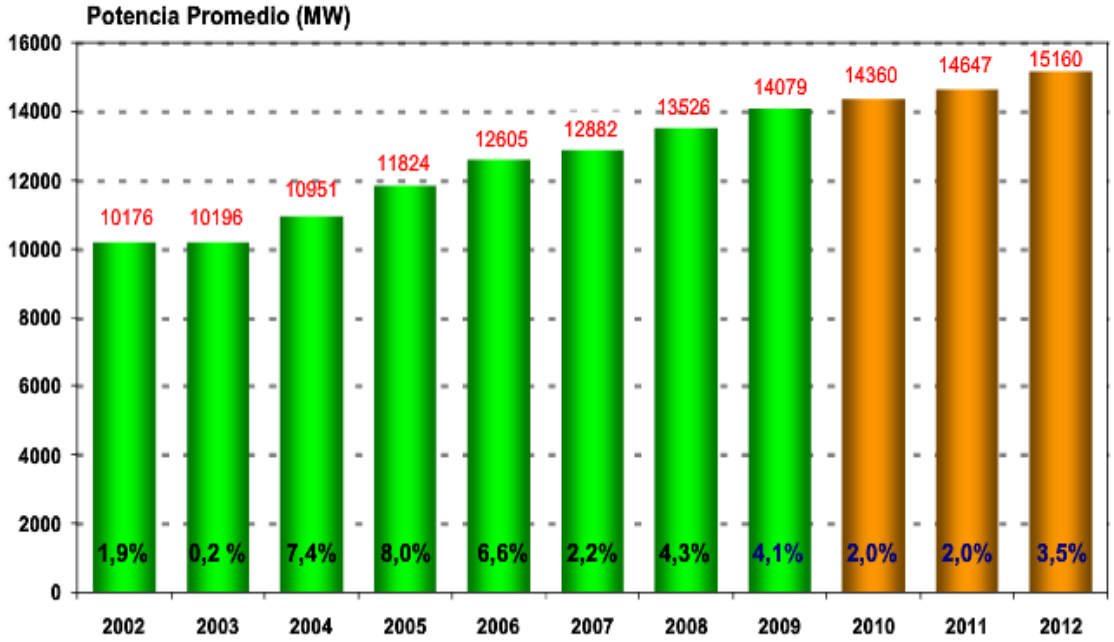
[19] Tal Cual Digital, "*Luz menguada para rato*", (1/2)
[20] La Verdad, "*Planta Centro en cuatro bloques*", (7/4)
[21] El Universal, "*Sólo 70 megavatios se han incorporado al parque eléctrico*", (4/4)
[22] El Universal, "*Estado contó con $50 millardos para evitar la crisis eléctrica*", (26/4)

EnerDossier

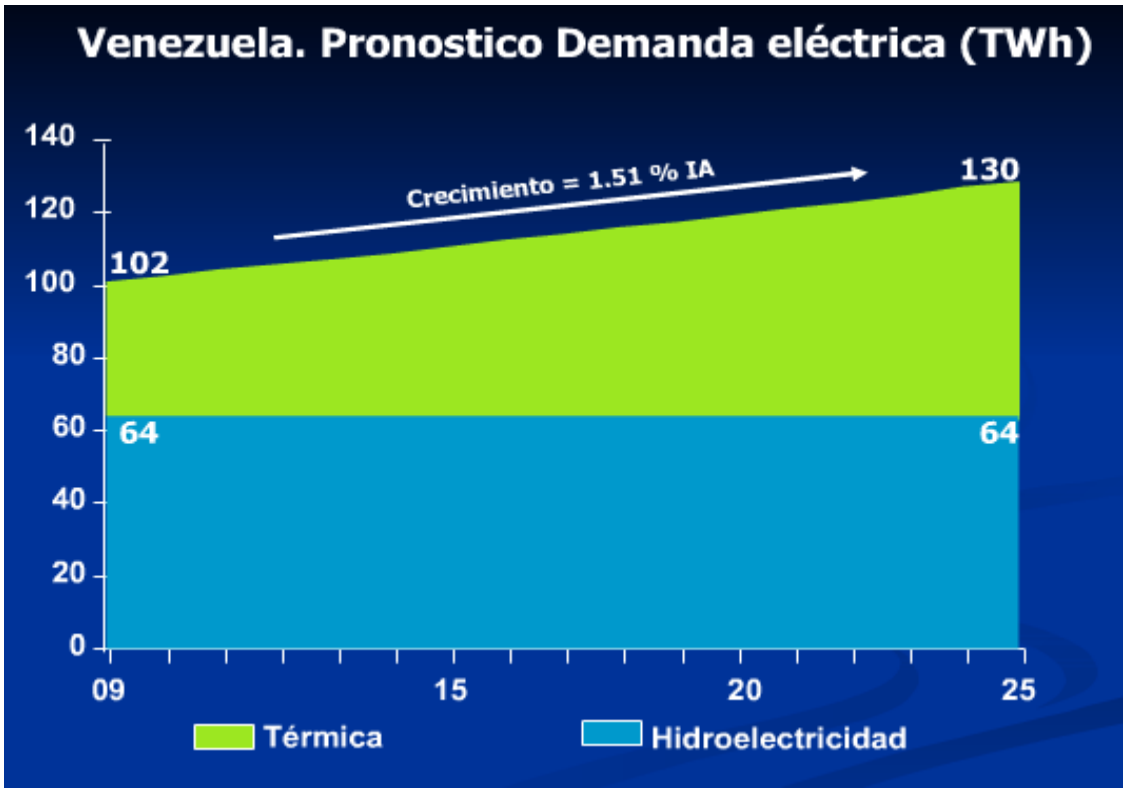
VENEZUELA'S ELECTRICITY CRISIS

Roll over any flashing icon to view additional information

Demanda de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional Período 2002-2012



Nota: Las demandas del período 2010-2012 son estimadas.



El país tiene una capacidad instalada de generación eléctrica de 23.000 MW por día, pero hoy sólo cuenta con 15.600 MW. La demanda venezolana de electricidad a abril se estima en alrededor de 17.300 MW día, lo cual revela que en Venezuela existe un balance negativo de suministro. Para enfrentar la crisis eléctrica en principio es necesaria la generación de 1.700 MW diarios adicionales, y estimar que el crecimiento de la demanda de

4% interanual en todos los sectores (residencial, comercial, industrial) implicaría que dentro de un año se requerirán al menos 800 MW adicionales aproximadamente y así sucesivamente. Para alcanzar esta cifra en materia de generación eléctrica, el gobierno venezolano debería lleva a cabo una serie de proyectos en el sector que le permita disponer de 3.000 MW diarios en un período de 2 años como paso inicial. Esto implicaría necesariamente un lapso mínimo de 2 años de racionamientos, contratación de generación distribuida, mientras se alcanza una situación mínima de equilibrio.

General Electric sumará 2.200 megawatts al estado venezolano

General Electric negoció con el gobierno venezolano la venta de plantas termoeléctricas que sumarán a la capacidad instalada del país unos 2.200 megavatios, lo que representa alrededor de 45% de la meta que espera cumplir el ministerio de Energía Eléctrica al cierre de este año. GE aseguró que ofertó máquinas con capacidad de 22 megawatts que pueden ser instaladas en 30 días[23].

Las termoeléctricas que abastecerán a las empresas básicas de Guayana, también tecnología de General Electric, sumarán en total 800 megavatios. Asimismo, están las que se instalaron en las áreas de producción de Pdvsa en Monagas, que totalizan unos 300 megavatios, y las que se colocarán en occidente de unos 200 megavatios más. Por su parte, Enelven está adquiriendo plantas de 170 megavatios. Y la Electricidad de Caracas estudia nuevas plantas para Tacoa, Recife y Termocentro.

A principios de enero el ministro de Minería, Rodolfo Sanz, anunció una primera compra de 440 MW, que serán distribuidos a las estatales Sidor (acero) y Venalum (aluminio), con una inversión de 227 mil dólares. El gobierno busca independizar el alto consumo de esas empresas del sistema interconectado de transmisión eléctrica. Estas industrias, de acero, hierro y aluminio, ya debieron apagar parte de sus líneas de producción para reducir su consumo en una media de 560 MW por día.

Esta compañía norteamericana, que mantiene negocios en el país desde hace más de 80 años, traerá en los próximos días dos barcazas de 170 megavatios cada una que serán colocadas en la zona central del país. Las dos embarcaciones con plantas de generación térmica, que vienen a suplir parte de la oferta que Venezuela le compraba a Colombia. Ambas gabarras suman 125,5 megavatios de generación, lo que equivale a aproximadamente 90% de la electricidad que Colombia vendía a Venezuela hasta finales del año pasado y que fue suspendido debido al déficit temporal energético que afrontó ese país. La electricidad aportada por ambas embarcaciones representará 5,22% del consumo de la región zuliana que está por el orden de 2.400 megavatios[24].

A mediados de abril llegó al lago de Maracaibo, la primera unidad Flotante de Generación Eléctrica que aportará 103,5 megawatts al sistema eléctrico y que, según PDVSA, beneficiará a más de 2.000 habitantes de la Costa Oriental del Lago (COL) y Trujillo. La barcaza entrará en funcionamiento el próximo 30 de mayo[25]. Se ubicará en el

---

[23] América Económica, "*General Electric negocia con Venezuela 45% de la capacidad eléctrica prevista para 2010*", (23/4)
[24] El Nacional, "*Barcazas con plantas eléctricas cubren 5% del consumo de Zulia*", (14/4)
[25] El Nacional, "*Se atenuó caída de agua en el Guri*", (13/4)

Lago a 650 metros de la costa del municipio Baralt, desde donde se conectará con la Planta Eléctrica San Lorenzo por medio de una línea de 115 kilovoltios.

PDVSA también está a cargo del primer proyecto de generación de electricidad con energía eólica. Se preveía que a finales de 2009 estuvieran instalados los primeros aerogeneradores de manera que esta complejo entrara en operación este año. La empresa estatal venezolana anunció la llegada 24 anclajes de cimentación y que la puesta en marcha de este complejo quedará para el próximo año.

Plan de Expansión de Generación 2010 - 2012

Central	Capacidad (MW)	Fecha de Entrada
Planta Centro I	400	feb-2010
Ezequiel Zamora	150	ago-2010
Alberto Lovera	300	oct-2010
Fabricio Ojeda I	250	oct-2010
Cabrutica I	150	dic-2010
Cabrutica II	150	feb-2011
Fabricio Ojeda II	250	abr-2011
Bachaquero I	150	may-2011
Termocentro I	180	jun-2011
Termozulia III	170	jun-2011
Bachaquero II	150	jul-2011

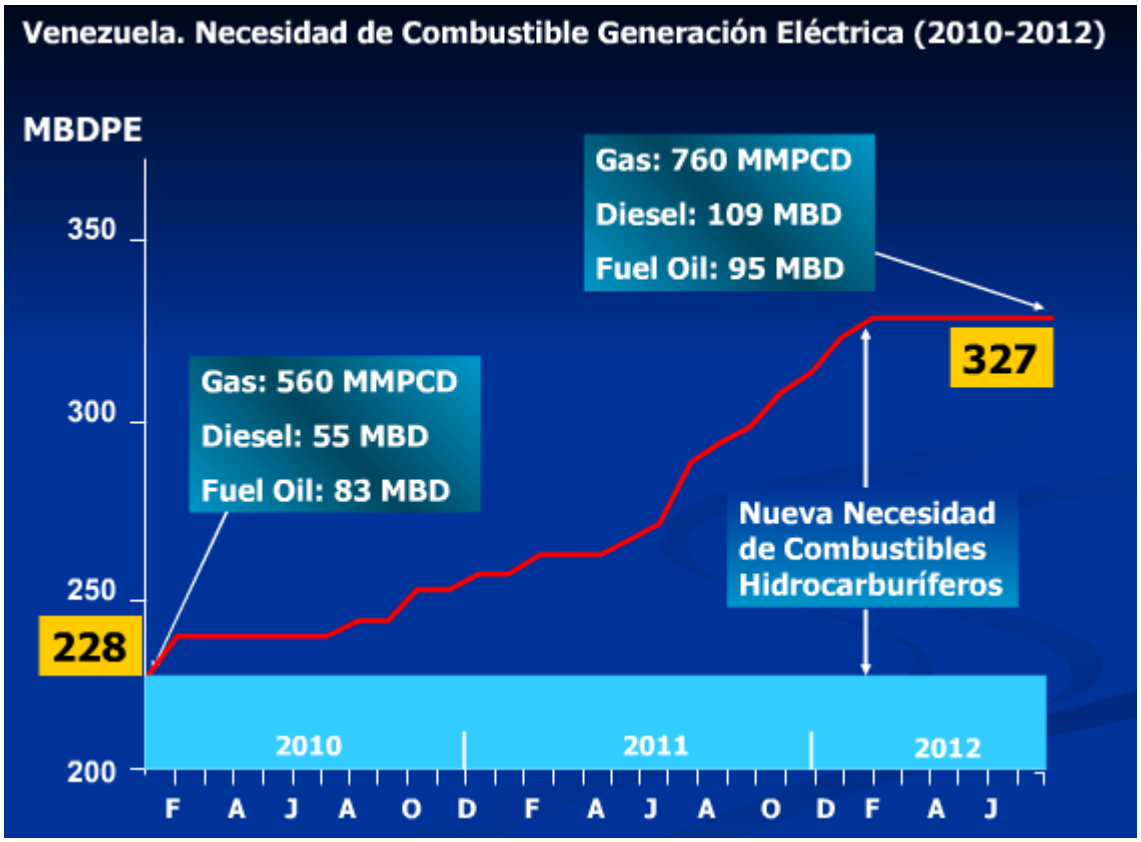
Central	Capacidad (MW)	Fecha de Entrada
Termoisla	250	jul-2011
Cumana III	170	jul-2011
Termocentro II	180	ago-2011
Termocentro IV	180	oct-2011
Cumana IV	170	sep-2011
Tamare I	150	oct-2011
Cumana V	170	nov-2011
Termocentro V	180	dic-2011
Tamare II	150	dic-2011
Cumana VI	170	ene-2012
Bachaquero III	170	mar-2012
Tamare III	170	jul-2012

La industria petrolera no está a salvo de los problemas que afronta el sector eléctrico venezolano, a pesar de que las autoridades repitieron que las áreas operacionales de PDVSA no estarán sujetas a medida alguna de recorte de servicio eléctrico y recordó que, de hecho, la mayoría de las instalaciones genera su propia energía. Según un reporte de ODH Grupo Consultor, existen algunas áreas petroleras que están sufriendo racionamiento del servicio, como el campo Boscán, en el estado de Zulia. "*Mientras la estatal venezolana demanda unos 2.400 megawatts de potencia en todas las áreas operacionales, apenas tiene capacidad propia de generación de 1.200 megawatts en el mejor de los casos*", señala el reporte.[26]

Pero incluso, según refiere el informe, ni siquiera esos 1.200 MW están disponibles en la actualidad, pues en algunas zonas las plantas eléctricas existentes están obsoletas o en muy mal estado por falta de mantenimiento. PDVSA adelantó la compra de plantas de generación eléctrica en el transcurso del año, incluso el gobierno venezolano dijo que con la incorporación de esta energía la meta de generación este año pasaría de casi 5.000 megawatts a hasta 5.900 megawatts de nuevas capacidad térmica.

"*El ministro de Energía y Petróleo y presidente de PDVSA, Rafael Ramírez, puntualizo en abril que este año la estatal planea importar plantas para añadir un total de 1.200 MW a su capacidad de autogeneración eléctrica, para lo cual dispuso de más de 900 millones de dólares de su presupuesto anual de inversiones. Con ello pudiera incluso aportar energía al sistema interconectado*". Pero para la operación de estas plantas se requiere de mayor uso de combustibles como diesel y fuel oil, lo que obligaría a la industria a replantearse el manejo de ese mercado.

[26] El Universal, "*Crisis eléctrica cambia esquemas de empresa petrolera*", (19/4)



EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com