

# Biogás: Una Alternativa para la Expansión de Generación Eléctrica en El Ecuador

Rafael Soria†

Pablo Carvajal‡

†Universidad Federal de Rio de Janeiro- Brasil

‡Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

**Resumen—** Se analiza el estado del arte de las fuentes de energía renovable en la matriz eléctrica ecuatoriana y el planeamiento oficial de la expansión del parque generador eléctrico hasta el 2021. Siendo la masiva presencia de hidroeléctricas la característica principal de esta expansión, el sistema eléctrico ecuatoriano puede enfrentar una situación de vulnerabilidad durante los períodos hidrológicos críticos. El objetivo del trabajo es presentar alternativas para la expansión del sector usando fuentes renovables, que contribuyan a disminuir el riesgo de déficit de energía eléctrica durante las épocas de estiaje. Específicamente, se estudia el potencial de generación eléctrica con biogás producido a partir de residuos agropecuarios en plantas centralizadas a nivel nacional, tomando como ejemplo el caso de la Provincia de Imbabura. Se verifica que existe un potencial considerable para la producción de una cantidad de energía eléctrica firme. El planeamiento del despacho podría priorizar la operación de plantas de biodigestión en la base y a la vez administrar de forma más eficiente el agua almacenada en los reservorios hidroeléctricos, satisfaciendo así la demanda en épocas de estiaje y las cargas pico. Finalmente se propone directrices para la elaboración de una política nacional de incentivo a esta tecnología visando superar algunas barreras identificadas.

**Palabras clave—** Biodigestión, Biogás, Energía renovable, Waste-to-energy, vulnerabilidad hidrológica.

## 1. INTRODUCCIÓN

Según los autores LUCENA *et al.*, (2012), el crecimiento del sector energético a nivel mundial está marcado por preocupaciones relativas a impactos ambientales y a estrategias geopolíticas asociadas a las fuentes de energía de origen fósil [1]. Con relación al primer punto, se destacan los cambios climáticos globales inducidos por el aumento en la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera terrestre debido a sus efectos sobre los

sistemas naturales y humanos [2], [3]. De esta forma, las energías renovables asumen un papel central en la transición hacia una economía verde, con baja intensidad de carbono, uso racional de los recursos naturales e inclusión social [1], [4].

Según el World Energy Outlook 2010 [5], la matriz eléctrica mundial está marcada por la predominancia de fuentes fósiles. En 2008 la participación de estas fuentes a nivel mundial fue de 67%, en donde resalta carbón con 41% y gas natural con 21%. Las opciones para disminuir la dependencia a los combustibles fósiles debe necesariamente pasar por el mayor uso de fuentes de energía renovable y por el uso más eficiente de la energía. Esas opciones, por el momento, aún enfrentan restricciones técnicas y económicas para la implementación a gran escala a nivel mundial [6]. La expansión demográfica y la demanda por energía más barata incrementan los desafíos que las fuentes renovables deberán superar [5].

Según EXXON MOBIL (2012) hasta el 2040 la demanda mundial por electricidad será aproximadamente 80% mayor al nivel actual y la generación estará marcada por la disminución en el uso de carbón y por el incremento de gas natural, nuclear y energías renovables (mayoritariamente con hidroeléctricas y eólica) [7]. LUCENA *et al.*, (2012) comparan los escenarios de composición de la matriz eléctrica mundial proyectados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) y por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), y verifica que una de las semejanzas es la mayor participación de gas natural y de fuentes renovables. Estos escenarios solamente serán posibles si son superadas barreras económicas, políticas, regulatorias, ideológicas y técnicas, entre otras.

Las barreras financieras identificadas por el World Energy Outlook 2010 [5] que deben superar las energías renovables son: la percepción del riesgo, la carencia de capacidad productiva y los altos costos de la tecnología. Entre las barreras técnicas se identificó la inapropiada combinación entre fuentes renovables y fósiles en la matriz de generación eléctrica y el

inadecuado planeamiento del despacho. Finalmente, entre las barreras políticas y regulatorias se destacan los problemas de venta de energía que sufre el productor independiente de energía en el mercado mayorista, el uso de subsidios a los combustibles fósiles y los altos precios de la electricidad para los usuarios finales

## 2. ECUADOR Y ENERGÍAS RENOVABLES

Hasta febrero 2012, la potencia efectiva instalada en Ecuador era de 4 862,4MW, de los cuales 48,54% era de origen renovable y 51,46% correspondía a plantas termoeléctricas basadas en combustibles fósiles [9]. La potencia instalada con fuentes renovables se debe a 2 242,7 MW de hidroeléctricas, 0,08MW de solar fotovoltaico, 2,4MW de eólico y 93,4MW de termoeléctricas operando con bagazo de caña de azúcar [9]. El planeamiento de la expansión de generación eléctrica está caracterizado por la predominancia de hidroeléctricas (Ver Figura 1). El Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021 prevé, hasta el final del período, una potencia total instalada de 7 472MW, de lo cual 67,4% será hidroeléctrico, 31,4% será termoeléctrico con combustibles fósiles y apenas 0,01% provendrá de fuentes renovables no convencionales (47MW de eólico y 80MW de geotérmico) [10]. De esta forma, hasta 2021 el Ecuador tendría una matriz eléctrica en donde el 68,6% de la potencia total instalada vendría de fuentes renovables.

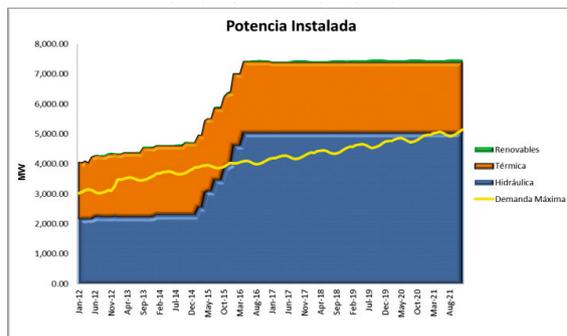


Figura 1: Composición de la generación por tipo de tecnología. Planeamiento del sector entre 2012 – 2021. Fuente: [10]

Desde la óptica ambiental, una matriz predominantemente hidroeléctrica permitiría disminuir considerablemente las emisiones de GEI en el sector energía, a pesar de que, por otro lado, existen algunos cuestionamientos con relación a conflictos ambientales y sociales ocasionados por la construcción de hidroeléctricas de grande porte en zonas ambientalmente sensibles. Desde una óptica estrictamente energética, algunas preguntas son formuladas con relación a la poca diversificación de las fuentes en la matriz eléctrica, a la elevada

dependencia a los combustibles fósiles y a la falta de seguridad en la provisión de electricidad.

De acuerdo al CONELEC (2012) [10], el 83% de la capacidad hidroeléctrica del sistema ecuatoriano está constituido principalmente por seis grandes plantas: Paute Molino (1 100MW), Mazar (160MW), San Francisco (230MW), Marcel Laniado de Wind (213MW), Agoyán (156MW) y Pucará (73MW). Las represas más representativas están en la Central Hidroeléctrica de Mazar (309Hm3 de volumen útil de almacenamiento) y en la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind (represa Daule Peripa con 6 000Hm3 de capacidad total). A excepción de la Central Marcel Laniado de Wind, que está en la vertiente del Pacífico, todas las otras hidroeléctricas mencionadas están instaladas en la vertiente del Amazonas [10].

La vulnerabilidad del sistema hidroeléctrico ecuatoriano incrementa en la medida en que la probabilidad de ocurrencia de escenarios hidrológicos críticos, tanto en la vertiente del Pacífico como en la del Amazonas, es mayor en épocas similares (Ver Figura 2). Entre los meses de octubre y marzo, cuando históricamente se han manifestado escenarios hidrológicos críticos en ambas vertientes, la demanda de electricidad es atendida intensamente con termoeléctricas operando con combustibles fósiles [10]. Esta crisis empeora cuando la represa Daule Peripa, considerada la “caja de agua” del sistema hidroeléctrico ecuatoriano, atraviesa épocas secas. Estas causas ya provocaron sucesivos racionamientos eléctricos en 2005, 2006, 2009 y 2010, generando grandes pérdidas para la economía del país.

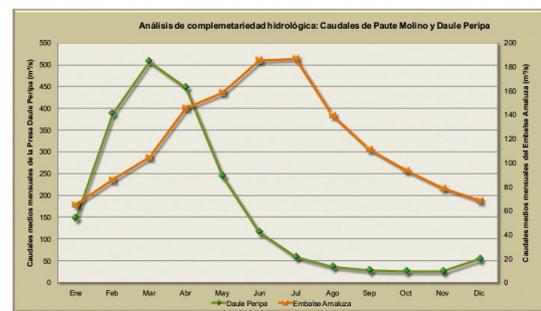


Figura 2: Complementariedad hidrológica entre la vertiente del Pacífico (represa Daule Peripa en la planta Marcel Laniado de Wind) y la vertiente del Amazonas (represa Amaluz de la Central Paute Molino). Fuente: [10]

La expansión del sistema de generación eléctrica basado fuertemente en hidroeléctricas deja algunas preocupaciones para el debate. Está planeado que en 2016 entre en operación la mayor hidroeléctrica de la historia del Ecuador (Coca Codo Sinclair, de 1 500MW), cuya construcción comenzó en 2010

rodeada de diversas críticas a aspectos técnicos y por preocupaciones ambientales. Esta es una central hidroeléctrica tipo “de pasada” con reservorio de regularización, construida en la región amazónica, que aportará al país con una energía media de 8 743GWh/año. A pesar de que este proyecto contribuirá al sistema nacional interconectado (SNI) con una cantidad considerable de energía, la vulnerabilidad hidrológica permanecerá entre los meses de octubre y enero (Ver Figura 3). La incertidumbre sobre la probabilidad de ocurrencia de escenarios hidrológicos críticos crece a medida que el cambio climático puede repercutir de diversas formas sobre las hidroeléctricas [11]. De esta forma, continuará existiendo alta dependencia a combustibles fósiles para termoeléctrica. A su vez, esto afectará a la balanza comercial nacional debido a que Ecuador no dispone de una capacidad de refinamiento propio suficiente y debe importar grandes volúmenes de derivados.



**Figura 3: Complementariedad hidrológica entre la vertiente del Pacífico (represa Daule Peripa en la planta Marcel Laniado de Wind) y la vertiente del Amazonas (Planta Coca Codo Sinclair). Fuente: [10]**

Una vez que fue descrito el plan de expansión de la generación eléctrica y que fue identificada la vulnerabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano por la masiva participación de fuentes hidroeléctricas, la siguiente sección del trabajo presenta una alternativa para la generación eléctrica basada en una energía renovable no convencional. El biogás, proveniente de la descomposición anaeróbica de materia orgánica, es un combustible que presenta un potencial importante.

### 3. BIOGAS EN ECUADOR

El Art. 413 de la Constitución Ecuatoriana incentiva a la búsqueda de alternativas que permitan la diversificación de las fuentes de la matriz energética y la reducción del consumo de combustibles derivados de petróleo. Siguiendo estas directrices el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) incentiva el aprovechamiento energético de los residuos agrícolas, agroindustriales, pecuarios y de los residuos domiciliarios, usando biodigestores

para la producción de biogás[12]. El MEER lleva adelante el “Programa Nacional de Construcción de Biodigestores”, catalogado como prioritario por los Art. 28 y 30 de la Ley de Presupuesto del Sector Público.

Hasta el momento existen pocos biodigestores de tamaño considerable en el país, en donde aún prevalecen los biodigestores de pequeño porte instalados en zonas rurales. Las instalaciones más representativas son:

1. Jardín Botánico de Quito: biodigestor de 12 m<sup>3</sup> con tecnología ecuatoriana, que opera con estiércol de vaca y residuos de poda. Genera aproximadamente 9m<sup>3</sup>/día de biogás que es almacenado en “salchichas” de membrana geo-textil para ser consumido por un motor de combustión interna (MCI) conectado a un generador eléctrico de 1kWe. [12]
2. Biodigestores de la empresa Aqualimpia, de media escala con tecnología alemana. El más grande es de 3 000m<sup>3</sup> de capacidad y está instalado en la empresa Florana Farms S.A. en el Cantón Pedro Vicente Maldonado. No se genera electricidad. [13]
3. Biodigestor de la empresa PRONACA, de 11 000 m<sup>3</sup> de capacidad, instalado en la Provincia de Santo Domingo para el tratamiento de los efluentes de las granjas avícolas y porcícolas [13]. Este proyecto enviará una propuesta de MDL ante el Comité de la UNFCC. No se genera energía. [14]

El biogás no es considerado en el planeamiento de la expansión del parque generador hasta 2021. No existe un dato oficial con relación al potencial económico y comercial de la producción de biogás, a pesar de que el potencial técnico se muestra significativo debido a la estructura económica del país basada fuertemente en actividades agropecuarias. La siguiente sección del trabajo presenta la metodología usada para estimar el potencial de generación de biogás en plantas de biodigestión centralizada, para el caso de la Provincia de Imbabura.

### 4. METODOLOGÍA

En la secuencia, se calcula de forma aproximada el potencial técnico de generación de biogás para una unidad productiva agropecuaria (UPA) típica en la Provincia de Imbabura. Con base en las informaciones del III Censo Nacional Agropecuario (CNA), realizado en 2000 por el Ministerio de

Agricultura, Ganadería y Pesca (MAGAP) [15], fue definido el perfil patrón de las UPAs en Imbabura. El CNA ofrece información sobre el uso de la tierra por tipo de cultivo (permanente, transitorio y de pasto), número de UPAs, superficie ocupada por UPA, número y tipo de animales por UPA, así como también otras informaciones referentes al acceso a servicios básicos, etc.

Este trabajo define cinco tipos de UPA padrón, basado en la extensión de la propiedad y en el número de animales (diversos tipos de ganado y de aves). También se elaboró cinco casos según la combinación entre tipo de UPA, tipo de proyecto de biodigestión (aislado<sup>1</sup> o centralizado<sup>2</sup>) y destino de la electricidad generada (autoconsumo o venta al SIN). Finalmente, usando el software RETSCREEN3, fue calculada la cantidad de biogás generado para cada caso. Esta herramienta permite calcular el volumen anual de biogás de una UPA definida por el número de animales de cada especie. De esta forma, los datos de entrada fueron el tipo de animal, el número de cabezas y el peso medio del animal (kg). Para este ejercicio se consideró los siguientes pesos para cada tipo de ganado: bobino con 450kg/c, porcino con 120 kg/c, ovino con 40 kg/c, equino con 500 kg/c y para aves se consideró 1kg/c [16]. El RETSCREEN v4.0 dispone en su base de datos de los valores de porcentaje de materia seca, contenido de sólidos volátiles, factor de producción de biogás y contenido de metano.

## 5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

De un total de 33 786 UPAs existentes en Imbabura, la mayoría son unidades productivas de pequeña escala (superficie menor a 1ha) (Ver Figura 4). El 77% de las UPAs en Imbabura tienen menos de 5ha.

Número relativo de UPAs por extensión de superficie.

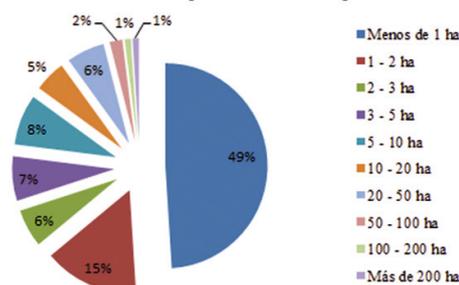


Figura 4: Número relativo de UPAs por extensión de superficie en Imbabura. Fuente: Elaboración propia

El 76% de la superficie productiva pertenece a UPAs de más de 20ha (8% del total de UPAs). Esto muestra que aún prevalece la presencia de grandes haciendas en manos de pocas familias. En el sector agropecuario ecuatoriano conviven dos realidades: por un lado, existen muchas UPAs pequeñas con inadecuada tecnificación, baja productividad y limitado acceso a líneas de crédito; y por otro lado, existen pocas UPAs grandes con acceso a tecnología, a asistencia técnica y recursos financieros, que muestren altos niveles de productividad y que tengan un mercado garantizado para su producción. De esta forma, este trabajo considera cinco tipos de UPA según la extensión de superficie:

- Mini UPA: menores a 1 ha
- Pequeña UPA: entre 1 y 5 ha
- Media UPA: entre 5 y 10 ha
- Grande UPA: entre 10 y 100 ha
- “Mega” UPA: mayores a 100 ha

Los tres casos de análisis en este trabajo son detallados en la secuencia (Ver Tabla 1):

- Las “Mini” UPAs y “pequeñas” UPAs usan biodigestores de volumen reducido, instalados aisladamente para generar energía de autoconsumo.
- Las UPAs “medias”, asociadas en cooperativa o en un mecanismo similar, o una única UPA “grande”, envían sus residuos agropecuarios a un punto central en donde opera una planta de biodigestión centralizada para la producción de biogás. Este biogás es usado como combustible para la generación de electricidad y su venta al SNI. Este modelo está basado en la experiencia

1 Un proyecto de biodigestión aislado produce energía para auto consumo, sea biogás para estufa o electricidad. Este tipo de biodigestores son abastecidos por los residuos agropecuarios de una única UPA.

2 Un proyecto de biodigestión centralizada recibe los residuos agropecuarios y estiércol de varias UPAs vecinas en un lugar central en donde se instala una planta de biodigestión centralizada de mayor capacidad.

3 El software RETSCREEN para análisis de proyectos de energía limpia es de distribución libre y en basado en Microsoft Excel. Es utilizado para determinar la factibilidad de proyectos de energía limpia, los cuales incluyen energía renovable y eficiencia energética. Integra una cantidad de bases de datos para asesorar al proyectista, incluyendo una base global de condiciones climáticas provistas por satélites de la NASA. [www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

de Dinamarca<sup>4</sup>, que desde 1970 incentivó un esquema parecido con éxito verificado [17].

- C). Las “mega” UPAs usan biodigestores de grande volumen, instalados aisladamente en cada propiedad, para producir biogás que luego es usado para generación eléctrica, misma que será auto consumida y el excedente será vendida al SNI.

**Tabla 1: Casos de estudio definidos**

Casos	Tipo de UPA por tamaño					Tipo de proyecto		Destino de la electricidad	
	Mini	Pequeña	Media	Grande	Mega	Aislado	Centralizado	Auto-consumo	Venta al SNI y auto-consumo
A	x					x		x	
		x				x		x	
B			x				x		x
C				x			x		x
					x	x			x

Usando la información del CNA 2000, fue calculada la media del número de animales por tipo de ganado para cada tipo de UPA. Los resultados se muestran en la Tabla 2.

**Tabla 2: Tipo y número de animales típico para cada caso**

Animales (cabezas/UPA)	Caso A	Caso B	Caso C
Bobino	3	11	65
Porcino	2	3	9
Ovino	6	8	169
Equino	1	2	6
Aves	9	14	31

Finalmente, usando el software RETSCREEN se calculó el volumen generado de biogás para cada caso. Los resultados son mostrados en la Tabla 3.

**Tabla 3: Volumen de biogás generado por año en cada caso**

Caso	A	B	C
Volumen de biogás (m <sup>3</sup> /año/UPA)	3 019,0	7 077,0	50 406,0
Volumen de biogás (m <sup>3</sup> /año) para proyecto centralizado al cual aportan 20 UPAs medias.	-	141 540,0	-

Usando un grupo motor- generador de 2kW, con eficiencia de 20,8% y factor de carga de 80% [18], se calculó que la electricidad generada en el caso A en donde es posible producir hasta 3MWh/año. En el caso B, con un grupo motor-generador de 1 MW y 30% de eficiencia, es posible generar hasta 137MWh/año. En el caso C, con una potencia instalada de 35kW y similar eficiencia se generaría hasta 51MWh/año. El caso B presenta la mayor producción de biogás, y por ende de energía, debido a que se tiene 20 UPAs conjuntas que envían sus residuos a una planta centralizada.

#### 4. CONCLUSIONES

El Ecuador, por tener una estructura económica fuertemente sustentada en el sector agropecuario, presenta un potencial técnico importante para la producción de biogás en el sector rural. En el desarrollo de los escenarios B y C se verificó una producción importante de biogás, lo que significa una oportunidad para diversificar la matriz eléctrica, disminuyendo así la vulnerabilidad del sistema hidrotérmico ecuatoriano.

La reforma del sector eléctrico ecuatoriano de 1996 creó diversos incentivos para la generación eléctrica con fuentes renovables diferentes a la hidroeléctrica, entre ellos: mayor apertura al sector privado para invertir en proyectos de energía renovable y la posibilidad de usar el sistema nacional de transmisión para transportar la electricidad generada en zonas alejadas hasta los centros de carga [10];[19]. La resolución 004/11 del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) define una tarifa “feed-in” para la electricidad generada a partir de fuentes renovables. Esta resolución determina un precio preferencial de 11,05 cUSD/kWh para proyectos de biomasa-biogás menores a 5MW y de 9,60cUSD/kWh para mayores a 5MW, en el territorio continental. Las regulaciones del CONELEC, las directrices del Gobierno (Constitución de la República y Política del “Buen Vivir”) y las intenciones del MEER definen un escenario positivo para el desarrollo de las tecnologías de biogás.

Este estudio muestra el enorme potencial de generación de biogás en plantas centralizadas, en donde varias UPAs aportando sus residuos

<sup>4</sup> Las razones del triunfo en Dinamarca fue la creación de incentivos y regulaciones que contribuyeron a la formación de una red social comunitaria, la implementación de tarifas “feed-in” para la venta de electricidad al SNI, la reforma del sector eléctrico que permitió el uso de la red de transmisión a los pequeños productores, los incentivos a la co-generación, las rigurosas normas ambientales con relación al destino final del estiércol de animales sin tratamientos previos y las regulaciones ambientales ligadas al límite de contenido orgánico en los residuos municipales depositados en rellenos sanitarios [17].

agropecuarios a un único biodigestor de mayor volumen consiguen generar una importante cantidad de biogás que puede ser usado como combustible de MCI para la generación de electricidad, que luego aportará al SNI.

Los altos factores de planta que la tecnología de biodigestión presenta (>90%), sumado a un gerenciamiento eficaz de los residuos agropecuarios (insumo) a lo largo del año pueden conducir a la producción de una cantidad significativa de energía eléctrica firme que contribuiría para satisfacer la demanda por electricidad a nivel nacional. El planeamiento del despacho podría priorizar la operación de plantas de biodigestión en la base y a la vez administrar de forma más eficiente el agua almacenada en los reservorios hidroeléctricos, visando satisfacer la demanda en épocas de estiaje y en horario de pico.

La biodigestión anaerobia también se puede aplicar para tratar la parte orgánica de los residuos sólidos urbanos, que para el caso del Ecuador ascienda hasta valores del 65% de la masa total de basura generada en una ciudad. Es una tecnología madura y relativamente sencilla que puede ser desarrollada 100% a nivel nacional. La generación de energía es solo uno de los beneficios que entrega, pues como resultado de la biodigestión se tienen además abonos orgánicos que pueden ser comercializados. La tecnología tiene impacto ambiental y social positivo al reducir la cantidad de desechos que tienen que ser llevados a rellenos sanitarios para su disposición final. Se propone que esta tecnología sea considerada como una solución factible y sustentable para el gran problema de la disposición final de los RSU que se tiene actualmente.

Finalmente, se sugiere que una política nacional de incentivo a biogás además de mantener una tarifa preferencial para la generación con biogás, debe considerar la formación de redes entre propietarios de UPAs a modo de cooperativas (en el contexto agropecuario) y en la formación de mancomunidades a nivel de ciudades, que permita llevar a la práctica la idea de plantas de biodigestión centralizadas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] A. F. Lucena, A. Szklo, B. Borba, R. Hartman, L. Pinheiros, R. Schaeffer, e R. Soria, “Energía e a Economía Verde: Cenários e Políticas Públicas”, Artigo Técnico para Coalición de Empresas por el Clima: Estudio sobre las Directrices para una Economía Verde en Brasil, no. Fundação Brasileira de Desenvolvimento Sustentável-FBDS, p. 60, 2012.

- [2] IPCC, Cambio climático 2007: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Ginebra, Suiza: IPCC, 2007.
- [3] IPCC, J. Alcamo, G. Davis, B. de Vries, J. Fenhann, S. Graffin, K. Gregory, A. Grubler, T. Yong, T. Kram, e E. La Rovere, Emissions Scenarios. England: Cambridge University Press, 2000.
- [4] G. Gallopin, A. Hammond, P. Raskin, e R. Swart, “Branch Points: Global Scenarios and Human Choice”, Stockholm Environment Institute, Stockholm, Resource Paper of the Global Scenario Group, 1997.
- [5] IEA, World Energy Outlook 2010, 2010o ed. Paris: IEA, 2010.
- [6] H. Bloem, F. Monforti-Ferrario, M. Szabo, e A. Jager-Waldau, “Renewable Energy Snapshots 2010”, Europea Commission, Institute for Energy, Ispra, Italia, EUR 24440 EN, 2010.
- [7] EXXON MOBIL, 2012 The Outlook for Energy: A View to 2040. 2012.
- [8] C. Augustine, A. Byrne, E. Gimón, T. Goerner, I. Hoffman, D. Kammen, J. Kantner, J. Levin, T. Lipman, A. Mileva, R. Muren, S. Paul, S. Spatari, H. Thorsteinsson, e C. Tomkins, “Redefining What’s Possible for Clean Energy by 2020 - Job Growth, Energy Security, Climate Change Solutions”, Gigaton Throwdown, San Francisco, Report of Gigaton Throwdown, 2009.
- [9] CONELEC, “Indicadores del Sector Eléctrico”, 2012. [Online]. Available: <http://www.conelec.gov.ec/indicadores/>. [Accessed: 14-jun-2012].
- [10] CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021. Quito, Ecuador: CONELEC, 2012.
- [11] A. F. P. de Lucena, A. S. Szklo, R. Schaeffer, R. R. de Souza, B. S. M. C. Borba, I. V. L. da Costa, A. O. P. Júnior, e S. H. F. da Cunha, “The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil”, Energy Policy, vol. 37, no. 3, p. 879-889, mar. 2009.
- [12] ENYATEC, R. Soria, D. Suarez, y N. Acosta, “Estudio sobre el Suministro de Energía Eléctrica producida a partir de Biogas al Sistema Nacional Interconectado y/o Distribuidoras

Eléctricas; y, Estudio de Factibilidad Y Estudio de Factibilidad de Plantas de Aprovechamiento de Residuos Sólidos Urbanos para la Provincia de Imabura para Generación de Energía Eléctrica.” ENYATEC, 2011.

[13] R. Soria, “Inventário de Gases de Efeito Estufa do Setor Resíduo Sólidos no Distrito Metropolitano de Quito- Equador e Estimativa do Potencial de Abatimento e Custos Marginais de Abatimento para duas Alternativas de Mitigação.” Trablho final da disciplina Mudanças Climáticas I, Mestrado em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, 2010.

[14] UNFCC, “CDM Projects”. UNFCC, 2012.

[15] MAGAP, “III Censo Nacional Agropecuario”. MAGAP, 2000.

[16] M. Da Silva, S. de Carvalho, C. Sousa, e J. Neto, “Criação de Bovinos e a Degradação de Pastagens em duas localidades em Altamira - Pará.” Universidade Federal doPará, 2010.

[17] R. P. J. M. Raven e K. H. Gregersen, “Biogas plants in Denmark: successes and setbacks”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 11, no. 1, p. 116-132, jan. 2007.

[18] S. Pipatmanomai, S. Kaewluan, e T. Vitidsant, “Economic assessment of biogas-to-electricity generation system with H2S removal by activated carbon in small pig farm”, Applied Energy, vol. 86, no. 5, p. 669-674, maio 2009.

[19] E. Neira e E. Ramos, “Diagnóstico del Sector Eléctrico Ecuatoriano”. Banco Central del Ecuador, 2003.



Rafael Soria, nacido en Quito en 1984. Egresado del Colegio San Gabriel (CSG). Formado como Ingeniero Mecánico en la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito – Ecuador. Master en Planeamiento Energético en la Universidad Federal de Rio de Janeiro (UFRJ-COPPE). Candidato a Doctorado en Planeamiento Energético en UFRJ – COPPE. Su campo de estudio es el planeamiento de sistemas energéticos (generación, transporte, distribución, etc.), con fuerte énfasis en energía renovable, especialmente solar CSP y PV, y biogás.



Pablo Carvajal, nació en Quito, Ecuador en 1984. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2008, de Máster en Energía Renovable de la Universidad de Oldenburgo, Alemania en 2012. Sus campos de trabajo están relacionados con centrales de generación fotovoltaica, tecnología *waste-to-energy*, y la integración de energía renovable en la matriz energética. Actualmente trabaja como asesor en la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

# Factibilidad de Adaptación y Adopción de las Normas NERC – CIP en el CENACE

A. Narváez

*Centro Nacional de Control de Energía - CENACE*

**Resumen—** NERC CIP son un conjunto de regulaciones y normas, creadas por la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norte América - NERC, que especifican los requerimientos mínimos, en el ámbito de seguridad electrónica, seguridad física y preparación de las personas, para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico y por ende el abastecimiento de electricidad. El objeto de este trabajo es analizar estas normas para conocerlas y establecer la factibilidad de aplicarlas en el CENACE y las implicaciones para hacerlo.

**Palabras clave—** Protección de Infraestructura Crítica, Seguridad Cibernética, Estándares de Seguridad, Ataques Cibernéticos, Sector Eléctrico.

## 1. INTRODUCCIÓN

La Protección de la Infraestructura Crítica – CIP, por sus siglas en inglés, abarca varias industrias verticales, así como el gobierno y entidades públicas y privadas. La gestión del conocimiento y de la seguridad de la Tecnología de la Información - TI es crucial para la aplicación de las normas NERC CIP.

Las normas NERC – CIP surgieron luego del blackout de agosto de 2003 en Estados Unidos, que afectó a unos 50 millones de personas, dejando grandes centros de la población, entre ellos Nueva York, Toronto y Detroit, sin comunicaciones, sin transporte público y sin otras infraestructuras y servicios esenciales. Una de las enseñanzas fundamentales fue que las empresas deben planificar y estar preparadas para continuar su operación ante emergencias y desastres.

La protección de la infraestructura de TI de eventos, tales como: los delitos informáticos, terroristas cibernéticos, guerra, desastres naturales y otras amenazas maliciosas requiere mucha coordinación y colaboración. Un fondo de gestión del conocimiento es útil en estos casos. Considerando únicamente la seguridad de TI, la Protección de Infraestructura Crítica – CIP puede convertirse rápidamente en una batalla de: firewalls, detección de intrusos,

autenticación, identificación, parches de seguridad y así sucesivamente. Todas esas técnicas están diseñadas para impedir el acceso a los intrusos. Por desgracia, también dificultan el acceso a los usuarios legítimos.

En cada empresa existe la necesidad de colaborar, acceder a sistemas y compartir información y datos. Consecuentemente, como si no fuera ya difícil para los profesionales de seguridad blindar los sistemas a los intrusos, los usuarios suelen buscar formas de evitar las protecciones o de abrir agujeros de seguridad.

Aunque el objetivo principal de CIP es la seguridad informática, la práctica ha demostrado que CIP no es sólo TI, sino que consiste sobre todo en la parte física de los sistemas fundamentales para la sociedad moderna, como es el caso del suministro de combustibles, de las redes de energía eléctrica, telecomunicaciones, transporte y banca. Todos estos sistemas son muy dependientes de TI. En la economía del tiempo actual, los sistemas físicos y electrónicos son cada vez más interdependientes. En este tiempo la Internet es la infraestructura más importante de todas, dado que sin información, el mundo actual se detiene.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS NERC CIP

NERC CIP establece estándares en nueve áreas clave, diseñadas para proteger no solamente las centrales y subestaciones, sino todos los otros aspectos que permiten la operación global de un sistema eléctrico. Las normas incluyen: el reporte de sabotajes (sección 001), la identificación de los activos cibernéticos críticos (sección 002), desarrollo de controles para la gestión de la seguridad (sección 003), entrenamiento (sección 004), identificar e implementar perímetros de seguridad (sección 005), implementar programas de seguridad física para proteger la infraestructura crítica (sección 006), protección de activos e información dentro del perímetro (sección 007), reportes de incidentes y planes de respuesta (sección 008) diseño e implementación de planes de restablecimiento (sección 009).

Las Normas NERC CIP-001 a CIP-009 proporcionan un marco de seguridad cibernética