



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Análisis de políticas internacionales sobre Balance
Neto y su potencial aplicación en el territorio
Ecuatoriano.

Autor

Milton Moreano Alvarado

Director

José María Yusta Loyo

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Año 2014

ANÁLISIS DE POLÍTICAS INTERNACIONALES SOBRE BALANCE NETO Y SU POTENCIAL APLICACIÓN EN EL TERRITORIO ECUATORIANO

RESUMEN

El presente trabajo planteó el diseño de un modelo económico-comercial de Balance Neto para el territorio ecuatoriano, adaptado al contexto de la regulación energética nacional y a los objetivos trazados por el gobierno nacional en materia energética.

Se analizaron los programas de Balance Neto de 16 países alrededor del mundo y los distintos aspectos que conforman dichos programas. El análisis se centró específicamente en el estudio de las características principales de estos programas como son: tecnologías aplicables, límites de potencia admisibles, tipos de usuarios elegibles, mecanismos de compensación y cargos o impuestos adicionales requeridos para formar parte del programa. De este análisis se conoció la tendencia internacional que siguen estos países en la aplicación de este tipo de programas.

La normativa y regulaciones ecuatorianas en materia eléctrica fueron estudiadas para encontrar los aspectos que compatibilizan o no con un programa de este tipo, como por ejemplo el incentivo que el gobierno nacional está brindando la producción y uso eficiente para generadores de potencias menores a 1 MW, o la normativa técnica para la conexión de sistemas fotovoltaicos de potencia inferior a 100 kW. Por el contrario, en la actualidad el autoconsumo no está permitido para clientes residenciales y los únicos autorizados a participar como generadores privados son personas jurídicas o empresas legalmente constituidas.

Para conocer el comportamiento de la instalación de sistemas de generación distribuida en la demanda del usuario final y del sistema se realizó una simulación mediante HOMER, un programa de optimización diseñado para el efecto. Como resultado se obtuvo que un cliente residencial tipo con un sistema fotovoltaico de 500 W pudiera reducir su consumo de electricidad en un 40% bajo un esquema de no compensación de los excedentes de energía, y en un 60% bajo un esquema de balance neto con opción de crédito. Estos valores fueron extrapolados a escala nacional dando como resultado que, a un nivel de penetración del 20% de sistemas fotovoltaicos la demanda total del sistema se reduce en un 4,20%, reduciendo el precio final de la electricidad en un 5,46%.

Finalmente fue escogido un modelo de balance neto que permita a cualquier usuario final de la electricidad instalar un sistema de generación eléctrica de hasta 100 kW de potencia con cualquier fuente renovable, para cubrir las necesidades de su propia demanda y/o verter la energía excedente a la red y recibir una compensación en forma de créditos que podrán ser deducidos de la siguiente factura mensual. Debido a las condiciones económicas por las que atraviesan algunas empresas de distribución eléctrica, será necesario el cobro de un cargo fijo para acogerse al programa y así cubrir gastos administrativos, toma de lectura de los contadores bidireccionales y demás servicios adicionales.

INDICE DE CONTENIDOS

1.	MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO	8
2.	REVISION GENERAL: DEFINICIONES ASOCIADAS AL CONCEPTO DE BALANCE NETO. 10	
2.1	GENERACION DISTRIBUIDA	10
2.2	BALANCE NETO O “NET METERING”	10
2.2.1	BALANCE NETO SIMPLE	11
2.2.2	BALANCE NETO CON OPCION DE COMPRA (BUY-BACK)	12
2.2.3	BALANCE NETO CON OPCION DE CREDITO (ROLLING CREDIT)	13
2.2.4	BALANCE NETO CON OPCION DE COMPRA Y CREDITO	13
2.3	AUTOCONSUMO	14
2.4	FEED-IN-TARIFF (FIT)	14
2.4.1	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS POLITICAS FIT	15
2.5	ACUERDO DE COMPRA DE ENERGIA (PPA)	16
2.5.1	BENEFICIOS DE LOS ACUERDOS DE COMPRA DE ENERGIA (PPA)	17
2.6	CERTIFICADOS VERDES	18
3.	LEYES Y/O REGULACIONES SOBRE BALANCE NETO IMPLEMENTADAS A NIVEL INTERNACIONAL	20
3.1	SUDAFRICA	20
3.2	PUERTO RICO	22
3.3	REPUBLICA DOMINICANA	23
3.4	MEXICO	24
3.5	URUGUAY	26
3.6	BRASIL	28
3.7	GUATEMALA	29
3.8	TAILANDIA	30
3.9	FILIPINAS	31
3.10	NAMIBIA	31
3.11	EEUU	32
3.11.1	ESTADO DE CALIFORNIA	33
3.11.2	ESTADO DE COLORADO	34
3.11.3	ESTADO DE MARYLAND	36
3.11.4	ESTADO DE NEW JERSEY	36
3.12	DINAMARCA	37
3.13	ITALIA	38
3.14	ANALISIS DE LAS EXPERIENCIAS ESTUDIADAS	39

3.14.1	TIPO DE CONSUMIDOR Y/O USO DE LA ENERGIA	39
3.14.2	TECNOLOGIAS DE GENERACION ADMISIBLES	40
3.14.3	POTENCIA DE GENERACIÓN PERMITIDA	40
3.14.4	MECANISMO DE COMPENSACION POR LA ENERGIA EXCEDENTE	42
3.14.5	CARGOS Y/O IMPUESTOS ADICIONALES	44
4.	SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO	45
4.1	ANTECEDENTES	45
4.2	ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	45
4.3	MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)	46
4.4	PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO	48
4.4.1	CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA	48
4.4.2	PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA	48
4.4.3	DEMANDA	49
4.4.4	POTENCIA EFECTICA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGIA	50
4.4.5	PRODUCCION Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA	50
4.5	ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD	51
4.6	POLITICAS DE APOYO A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA CON ENERGIAS RENOVABLES	54
4.5.1	LEY DEL RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO (LRSE)	54
4.5.2	MANDATO CONSTITUYENTE #15	54
4.5.3	REGULACIÓN CONELEC 001/14	54
4.5.4	REGULACIÓN CONELEC 001/13	55
4.5.5	REGULACIÓN CONELEC 002/13	56
4.5.6	RESOLUCIÓN CONELEC 022/11	56
4.7	POTENCIAL ENERGETICO RENOVABLE EN EL ECUADOR	57
5.	UN MODELO DE BALANCE NETO PARA ECUADOR	59
5.1	ASPECTOS COMPATIBLES Y NO COMPATIBLES DEL MARCO REGULATORIO	59
5.2	MODELO DE REFERENCIA	60
5.2.1	ASPECTOS GENERALES	60
5.2.2	CARACTERISTICAS RELEVANTES	60
5.2.3	CARACTERISTICAS COMPLEMENTARIAS	61
5.3	ECONOMIA VS. TIPO DE BALANCE NETO	62
5.4	DISPONIBILIDAD DE TECNOLOGIA EN EL MERCADO ECUATORIANO	63
5.5	MODELO ESCOGIDO	64
5.5.1	TIPO DE CONSUMIDOR Y/O USO DE LA ENERGIA	64
5.5.2	TECNOLOGIAS DE GENERACIÓN ADMISIBLES	64

5.5.3	POTENCIA DE GENERACIÓN PERMITIDA	65
5.5.4	MECANISMO DE COMPENSACIÓN POR LA ENERGIA EXCEDENTE	66
5.5.5	CARGOS Y/O IMPUESTOS ADICIONALES	67
5.6	ANALISIS ECONOMICO	68
5.6.1	DATOS DE REFERENCIA	68
5.6.2	PARAMETROS DE LA SIMULACIÓN	70
5.6.3	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA UN CLIENTE TIPO	71
5.6.4	INDICADORES OBTENIDOS	74
6.	RESUMEN Y CONCLUSIONES	77
7.	ACTUACIONES FUTURAS.....	79
8.	BIBLIOGRAFIA	80
	ANEXOS	89

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Tipos de consumidor y/o uso de la energía de las experiencias analizadas	90
Anexo 2: Tecnologías de generación admisibles	92
Anexo 3. Potencias de generación permitidas	94
Anexo 4: Tipos de balance neto y validez de los créditos de las experiencias analizadas	95
Anexo 5: Cargos y/o impuestos adicionales	97
Anexo 6: Cobertura de servicio eléctrico en Ecuador (por provincias) – año 2012.....	99
Anexo 7: Organigrama del ministerio de electricidad y energías renovables del Ecuador - meer.....	100
Anexo 8: Consumo final de energía per cápita (kwh/hab.) periodo 2002 – 2011.....	102
Anexo 9: Precios medios de energía eléctrica para uso comercial e industrial – periodo 2002-2011	103
Anexo 10: Potencia efectiva por tipo de central del sector eléctrico ecuatoriano – años 2003 - 2012.....	106
Anexo 11: Producción y demanda de energía eléctrica en el Ecuador – periodo 1999-2013	107
Anexo 12: Pliego tarifario 2014 aplicable para la empresa de distribución y comercialización cnel ep.....	109
Anexo 13: Tiempos de concesión para los autogeneradores – regulación conelec 001/14.....	110
Anexo 14: Variación en las potencias máximas de generación.....	111
Anexo 15. Extracto del atlas solar y eólico del Ecuador.....	112
Anexo 16: Modelo IREC de reglamento de balance neto.....	117
Anexo 17: Listado de proyectos de generación privada menores a 1 mw.....	119
Anexo 18: Demanda en bornes de generación y barras de subestación – año 2013.....	121
Anexo 19: Perfil de demanda tipo diario (MW) por tipo de central.....	123
Anexo 20: Resultados de la simulación obtenidos del programa HOMER	124
Anexo 21. Energía producida por un sistema fotovoltaico de 500 w para un cliente residencial de Ecuador..	126
Anexo 22. Análisis del impacto de un programa de balance neto sobre la demanda residencial del Ecuador	127
Anexo 23. Impacto de un programa de balance neto en el perfil de generación-demanda diario.....	128
Anexo 24. Variación de los costes de totales de generación, reducción de la demanda y pérdidas de energía, y variación de los costes finales de la electricidad del sector residencial en el Ecuador.....	130
Anexo 25: Energía facturada y recaudada en el año 2012 por la empresa distribuidora CNEL EP MANABI ..	133
Anexo 26: Valores referenciales de Demanda Máxima Unitaria (DMU) para diversos clientes residenciales.	134
Anexo 27: Ejecución del presupuesto de inversión de la empresa distribuidora cnel ep manabi.....	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de Balance Neto Simple.....	12
Figura 2. Esquema de Balance Neto con opción de compra (Buy-Back).....	12
Figura 3. Esquema de Balance Neto con opción de crédito.....	13
Figura 4. Autoconsumo mediante un sistema fotovoltaico.....	14
Figura 5. Distintos mecanismos FIT's – FIT dependiente del mercado eléctrico (a) y FIT independiente del mercado eléctrico o precio fijo (b).....	15
Figura 6. Esquema tripartito de un Acuerdo de Compra de Energía (PPA).....	17
Figura 7. Esquema del sistema de compensación mediante certificados verdes (REC's).....	19
Figura 8. Número de países con políticas de Balance Neto desde el año 2010 al 2014.....	20
Figura 9. Factura Final (Consumo kWh > Generación kWh).....	24
Figura 10. Categorías de instalaciones con posibilidad de acogerse a la modalidad de Balance Neto en el territorio mexicano.....	25
Figura 11. Potencias máximas permitidas para los equipos de micro generación y mini generación en el territorio Uruguayo bajo el esquema de Net Metering.....	27
Figura 12. Tipos y características de los usuarios posibilitados para la inyección de energía a la red.....	29
Figura 13. Net Metering Tradicional (Izquierda) – Modalidad “Meter Aggregation” (derecha).....	34
Figura 14. Explicación del programa de Jardines Solares Comunitarios o CSG en el Estado de Colorado.....	35
Figura 15. Análisis del tipo de Balance Neto.....	42
Figura 16. Análisis del tiempo de validez de los créditos de compensación.....	43
Figura 17. Ubicación geográfica de la República del Ecuador.....	45
Figura 18. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano.....	47
Figura 19. Consumo per cápita (kWh/hab.), año 2011.....	48
Figura 20. Precios medios de energía eléctrica para uso residencial, año 2011.....	49
Figura 21. Evolución de la demanda en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) – Periodo 2003-2012.....	49
Figura 22. Demanda de energía eléctrica por sectores – año 2013.....	51
Figura 23. Costos necesarios para la determinación de las tarifas eléctricas en el Ecuador.....	52
Figura 24. Estructura de la factura eléctrica para un cliente residencial.....	53
Figura 25. Estructura de la factura para un cliente comercial con demanda.....	53
Figura 26. Evolución de los precios por la energía renovable producida por fuentes renovables – Periodo 2004 – 2014.....	56
Figura 27. Comparativa de precios de equipamiento fotovoltaico Ecuador-España.....	63
Figura 36. Número de clientes finales por sectores de consumo (MWh).....	65
Figura 37. Evolución del consumo promedio por clientes de tipo residencial y comercial.....	66
Figura 28. Demanda en bornes de generación en el sistema eléctrico ecuatoriano.....	69
Figura 29. Perfil de demanda diario tipo (17-10-2014).....	69
Figura 30. Perfil diario de demanda para un cliente tipo en Ecuador.....	71
Figura 31. Radiación global horizontal anual en la ciudad de Manta.....	72
Figura 32. Energía producida y consumida mensualmente.....	73
Figura 33. Beneficios asociados a la reducción de los CVP y de las pérdidas en el precio final de la electricidad.....	75
Figura 34. Reducción de la demanda y pérdidas en T&D.....	76
Figura 35. Variación de los costes de la electricidad por el programa de Balance Neto.....	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas de la aplicación de políticas FIT's.....	16
Tabla 2. Cargos para clientes residenciales y no residenciales bajo la modalidad de NET METERING (20) ...	21
Tabla 3. Detalle de excepción de pagos del impuesto PSO en función de la tecnología y potencia.....	38
Tabla 4. Análisis de las potencias máximas admisibles.....	41
Tabla 5. Potencia efectiva instalada por tecnologías – año 2012.....	50
Tabla 6. Comparativa del nivel de ingresos, consumo de electricidad por habitante contra el mecanismo de compensación del Balance Neto en cada país.....	62

Tabla 7. Componentes de la tarifa media nacional ecuatoriana.....	70
Tabla 8. Datos iniciales ingresados en el modelo de HOMER	71
Tabla 9. Balance de Energía para un cliente residencial con un sistema fotovoltaico de 500 W. en Manta	72
Tabla 10. Escenarios propuestos para el análisis del impacto de un programa de Balance Neto en Ecuador .	73
Tabla 11. Reducción de la demanda en función del % de penetración del programa de Balance Neto	74
Tabla 12. Variación de la demanda, pérdidas y los costes en función de los escenarios planteados.....	75

1. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

En la actualidad, nuestro suministro eléctrico proviene de un gran sistema eléctrico de propiedad de empresas públicas o de grupos empresariales privados, que han visto en la venta de energía eléctrica un negocio bastante rentable. El ciclo de este negocio termina cuando el cliente paga por la energía eléctrica consumida, con un dinero que servirá para posteriormente seguir produciendo más energía eléctrica y obviamente, mayores ganancias. En resumen, dependemos energéticamente de unas cuantas empresas eléctricas y de los precios que nos impongan.

Como medida para reducir esa dependencia energética, desde hace unos años ha surgido en algunos países una herramienta regulatoria llamada Balance Neto o Net Metering en inglés, la cual abre la posibilidad a cualquier persona de convertirse en un productor de electricidad para cubrir toda o parte de su propia demanda, y en caso de existir excedentes de energía poder entregarlos a la red eléctrica y recibir a cambio una compensación económica y/o en forma de créditos de energía que podrán ser utilizados para reducir las siguientes facturas eléctricas. Esta herramienta también tiene una connotación social, ya que nos permite producir energía eléctrica con fuentes limpias y amigables con el medio ambiente.

Ecuador cuenta con algunas políticas de fomento a la producción de energía eléctrica con fuentes renovables pero ninguna de este tipo, y por tal motivo es que se plantea como objetivo principal de este trabajo, proponer un modelo económico/comercial de un programa de Balance Neto para este país, basado en las experiencias adquiridas por otros países en la aplicación de este tipo de programas. La elección del modelo será realizada en el contexto de la regulación nacional y a los objetivos del gobierno ecuatoriano sobre energía a mediano plazo.

La estructura de este trabajo estará dividida de la siguiente manera:

- En el capítulo 2 se hará una breve revisión de la terminología asociada al concepto de Balance Neto. Se analizarán los diferentes tipos de Balance Neto así como también los diferentes mecanismos de compensación para los generadores distribuidos privados.
- En el capítulo 3 se detallarán los aspectos económicos/comerciales más relevantes de los programas de Balance Neto vigentes en algunos países alrededor del mundo. Aspectos como la potencia máxima de instalación o los mecanismos de compensación utilizados serán analizados para conocer la tendencia internacional predominante en este tipo de programas.
- En el capítulo 4 se realizará una revisión de la estructura del sector eléctrico ecuatoriano y de las políticas y regulaciones relacionadas a la generación con fuentes renovables, para así poder conocer el contexto energético en el que se desenvuelve este país sudamericano.
- En el capítulo 5 se propondrá un modelo de Balance Neto basado en el análisis crítico de las experiencias internacionales estudiadas, el modelo de referencia y la regulación eléctrica vigente en Ecuador. Los aspectos que conformarán dicho modelo estarán debidamente justificados con información obtenida de los entes

gubernamentales del Ecuador, así como también con proyecciones del impacto que supondría la penetración de equipos de autoconsumo y Balance Neto en los sistemas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica del Ecuador.

Finalmente, en los capítulos 6 y 7 se presentarán las conclusiones obtenidas del trabajo, así como también se propondrán recomendaciones y líneas futuras de investigación sobre esta temática.

2. REVISION GENERAL: DEFINICIONES ASOCIADAS AL CONCEPTO DE BALANCE NETO.

Como parte del proceso de investigación, es necesario tener claro algunas definiciones asociadas al concepto de Balance Neto, ya que muchas de ellas serán mencionadas con frecuencia a lo largo de este documento. Otra razón para este análisis es la de evitar confusiones debido a la gran variedad de definiciones para el término “Balance Neto”. Larry Hughes (2004) realizó una revisión bibliográfica y encontró 22 distintas definiciones para este término (1).

Si establecemos definiciones y conceptos comunes, se nos facilitará la comprensión, el análisis y debate de las distintas leyes y/o regulaciones implementadas en otros países. Para Hughes, uno de los mecanismos más importantes que podría determinar el modelo de Balance Neto adecuado para una determinada jurisdicción, es comparar las experiencias de jurisdicciones vecinas. Sin definiciones comunes, a los interesados (empresas eléctricas y clientes) se les hará difícil determinar dicho modelo.

2.1 GENERACION DISTRIBUIDA

Para la IEA, la generación distribuida (GD) se define como la potencia de generación de baja capacidad conectada a la red de transmisión o distribución utilizando tecnologías con recursos renovables y unidades combinadas de calor y potencia. La potencia de baja capacidad varía usualmente entre 1 a 50 MW (2).

El departamento de Energía de los Estados Unidos o DOE define a la GD como generadores de electricidad pequeños y modulares, situados cerca del lugar de consumo y que permiten a las empresas de suministro eléctrico reducir o eliminar costos de inversión en transmisión y distribución, actualizaciones y así proveer de un suministro de energía eléctrica más confiable y de calidad (3).

Curran and Gerrit (2012) mencionan que, la generación distribuida (también llamada generación en sitio, generación descentralizada, energía distribuida, entre otros) es la generación de electricidad proveniente de muchas fuentes pequeñas de energía, las cuales en su gran mayoría son de tecnología del tipo renovable (solar, eólica, biomasa, hidráulica, etc.). Estos tipos de sistemas son, predominantemente, instaladas, operadas y de propiedad de entidades distintas a las tradicionales y centralizadas empresas de suministro eléctrico.

Estos mismos autores establecen 3 métodos genéricos de compensación para los generadores distribuidos privados: El Balance Neto o Net Metering, Feed-in-Tariff (FIT) y el Acuerdo de Compra de Potencia o Power Purchase Agreement. Estos conceptos los revisaremos a continuación con más detalle.

2.2 BALANCE NETO O “NET METERING”

Para el DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos), el Balance Neto es la práctica de medir el consumo y generación de electricidad producida por una pequeña instalación de generación (como un hogar con un sistema fotovoltaico o eólico). La

energía neta producida o consumida es comprada por o vendida al proveedor de servicios eléctricos, respectivamente (4).

Para la EPIA (Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica), Balance Neto es un acuerdo de facturación simple que le asegura a un consumidor que opera un sistema fotovoltaico, recibir créditos por la electricidad que su sistema genera en exceso en comparación con la cantidad de electricidad consumida dentro del periodo de facturación. La producción y el consumo son compensados durante un largo periodo de tiempo (hasta un año) (5).

La organización “Freeing the Grid” menciona que Balance Neto es un acuerdo de facturación mediante el cual, los clientes consiguen ahorros en la factura eléctrica, gracias a sus sistemas de generación; en donde 1 kWh generado por dicho cliente tiene el mismo valor que 1 kWh consumido por el mismo cliente.

En los tres conceptos analizados se evidencia la diversidad de características de cada uno de ellos, desde el tipo de tecnología de generación (eólica, fotovoltaica) hasta el tratamiento de la energía excedente mediante la compra de dicha energía o la obtención de crédito. Sin embargo, para efectos de este trabajo, utilizaremos un concepto que abarque esta y otras características.

Balance Neto o Net Metering es un acuerdo comercial que permite, a una persona o empresa, inyectar energía eléctrica a las redes de la empresa de suministro, utilizando tecnologías de generación renovables y recibir una compensación por dicha energía

En Balance Neto, un contador bidireccional es usado para registrar el consumo de electricidad del “consumidor-generador” al principio y al final del periodo de facturación (6). Al final de dicho periodo, pueden ocurrir dos eventos: que se haya consumido más electricidad de la que se generó, o que se haya generado más electricidad de la que se consumió. A continuación revisaremos diferentes enfoques de Balance Neto y que tratamiento se dará a los dos posibles eventos mencionados.

2.2.1 BALANCE NETO SIMPLE

En esta modalidad, el consumidor-generador usa un contador bidireccional para registrar la electricidad consumida (importada) y vertida (exportada) a la red. Si al final del periodo de facturación, se ha importado más energía de la que se ha exportado, el consumidor-generador deberá pagar la diferencia (registro al inicio del periodo de facturación – registro al final del periodo de facturación) al precio definido por la compañía de suministro.

Por otro lado, si al final de dicho periodo se ha exportado más energía de la que se ha importado, el consumidor-generador no recibirá ninguna compensación por dicha energía. Es decir, el balance neto simple se trata de un intercambio de electricidad constante durante el periodo de facturación, más no una venta o compra de energía.

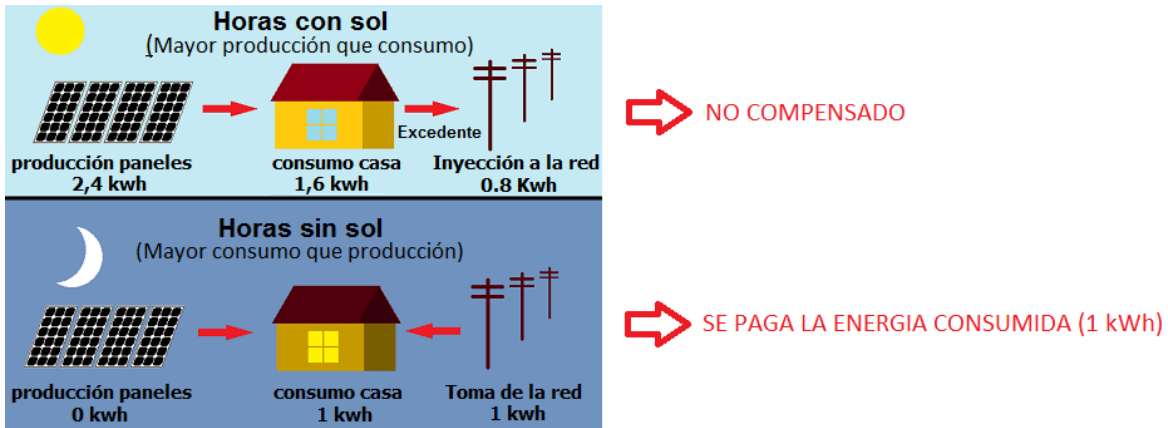


Figura 1. Esquema de Balance Neto Simple. Fuente: <http://www.sitiosolar.com>

2.2.2 BALANCE NETO CON OPCION DE COMPRA (BUY-BACK)

Una extensión del Balance Neto Simple es el Balance Neto con opción de compra (Buy-Back). Bajo esta modalidad, la empresa de suministro eléctrico paga al consumidor-generador por cualquier exceso de electricidad generado durante el periodo de facturación. El exceso de electricidad puede ser valorado a diferentes precios de acuerdo a lo acordado con la compañía de suministro:

- *Debajo del precio de venta.*- la energía excedente generada, se paga a un valor inferior al precio de venta “normal” que un cliente pagaría si comprará esa energía a la empresa de suministro eléctrico.
- *Al precio de venta.*- la energía excedente generada se paga al mismo valor o precio de venta al cliente.
- *Por encima del precio de venta (Premium).*- la energía excedente generada se paga a un valor superior al precio de venta al cliente. Los precios “Premium” son mecanismos que sirven para promocionar tecnologías específicas de generación de electricidad renovable (por ejemplo, los sistemas fotovoltaicos).

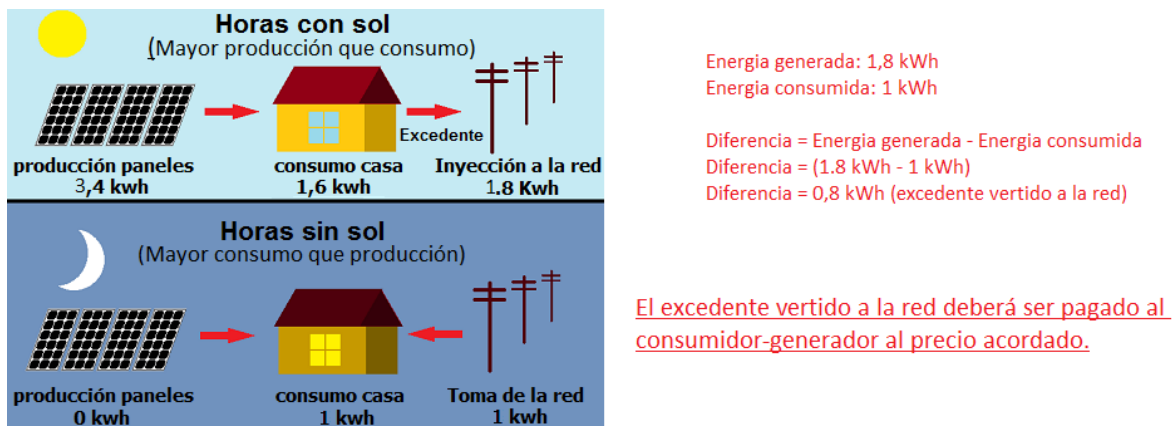


Figura 2. Esquema de Balance Neto con opción de compra (Buy-Back). Fuente: <http://www.sitiosolar.com>

2.2.3 BALANCE NETO CON OPCION DE CREDITO (ROLLING CREDIT)

El balance neto con opción de crédito es una modalidad del balance neto simple, por el cual, la energía excedente se convierte en “créditos” que pueden ser utilizados por un periodo de tiempo determinado por la empresa de suministro. Es decir, la energía excedente generada durante un periodo de facturación es usada como crédito para reducir el total de la factura del siguiente periodo de facturación. El precio equivalente de dichos créditos puede variar en función del acuerdo comercial entre las partes (consumidor y empresa de suministro).

El periodo de tiempo equivale a un numero de periodos de facturación (meses). Además se requiere que la empresa de suministro mantenga el valor equivalente del crédito establecido al inicio del periodo de facturación. Cuando finalice el periodo de tiempo establecido, los créditos no utilizados se pierden y no se recibe compensación.

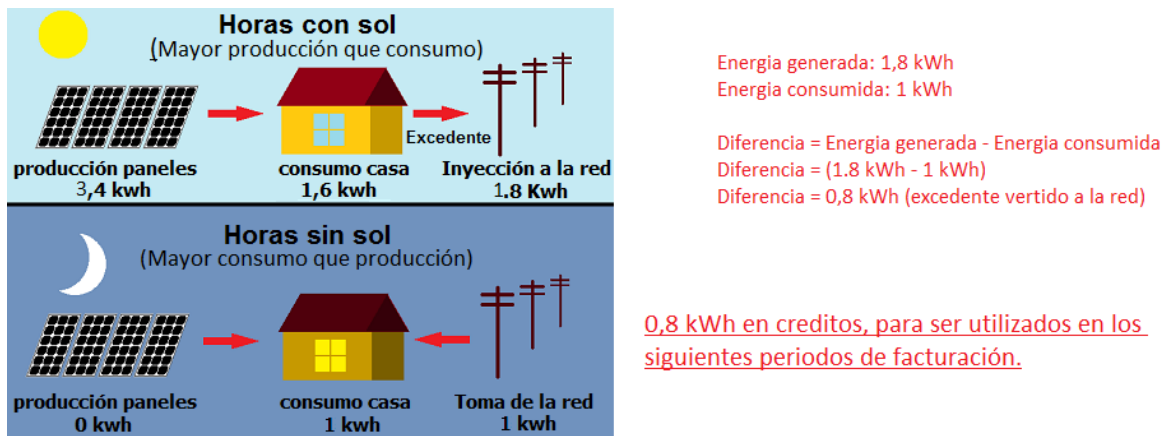


Figura 3. Esquema de Balance Neto con opción de crédito. Fuente: <http://www.sitiosolar.com>

2.2.4 BALANCE NETO CON OPCION DE COMPRA Y CREDITO

Combinando las dos modalidades revisadas anteriormente, obtenemos un esquema que le permite al consumidor-generador obtener un crédito monetario por cualquier exceso de energía al final del periodo de tiempo establecido por la suministradora. Al igual que en la modalidad con opción de compra, los excedentes de energía eléctrica pueden ser pagados a precios iguales, por debajo o superiores al precio de venta al usuario. La energía consumida por el usuario (para abastecer su propia demanda) en el sitio de generación, se paga al mismo precio de venta al público.

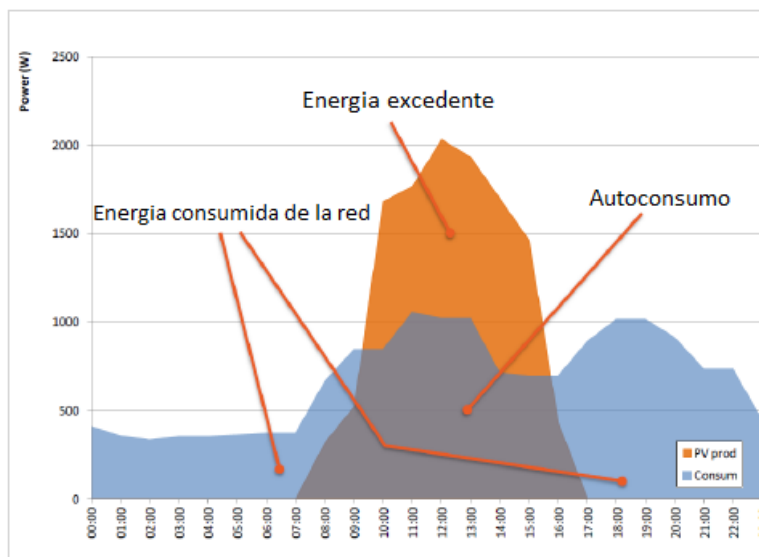
Por otra parte, mediante el mecanismo con opción de crédito, el consumidor-generador recibirá créditos por toda la electricidad generada y podrá compensarlos en los siguientes periodos de facturación. Si al final del periodo establecido, digamos 12 meses, existieran créditos acumulados sin compensar, estos serán comprados por la suministradora a un precio establecido entre las partes.

2.3 AUTOCONSUMO

Un término bastante asociado a la terminología de Net Metering es el llamado autoconsumo, que no es más que la posibilidad que tiene cualquier usuario de la electricidad de conectar un sistema de generación para cubrir su propia demanda energética. Por lo tanto, la potencia del sistema de generación deberá corresponder con dicha demanda, ya que, si dicha potencia es mayor, la energía excedente no será compensada bajo ningún concepto.

Una forma fácil de comprender este concepto sería utilizando un ejemplo de sistema de generación fotovoltaica. En la gráfica siguiente se puede observar en color celeste el consumo de un usuario durante un día completo, mientras que en color naranja se observa la producción de energía eléctrica mediante los paneles fotovoltaicos.

A partir de las 7:00 empieza la producción de los paneles, llegando a su máximo entre las 12:00 para luego finalizar a las 17:00. El autoconsumo se da en aquellos periodos de tiempo en los cuales las gráficas de consumo se encuentran con las de producción. En horas de la mañana (7:00 – 9:00) el nivel de autoconsumo es bajo debido a la baja radiación solar, por lo que parte de la demanda se cubre con energía de la red. Por otra parte, en las horas posteriores (10:00 – 15:00) el aumento de la radiación solar incrementa la producción de electricidad, a tal punto de que se cubre la demanda propia y se producen excedentes de electricidad, los mismos que no podrán ser compensados.



$$\text{Consumo total} = \text{Autoconsumo} + \text{Energía consumida de la red}$$

$$\text{Total producción FV} = \text{Autoconsumo} + \text{Energía Excedente}$$

Figura 4. Autoconsumo mediante un sistema fotovoltaico. Fuente: EPIA

2.4 FEED-IN-TARIFF (FIT)

De acuerdo al Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de los EE.UU, FIT o Feed-in-Tariff es una política energética enfocada en apoyar el desarrollo de nuevos

proyectos de energías renovables, ofreciendo acuerdos de compra a largo plazo para la venta de energía eléctrica de fuentes renovables provenientes de dichos proyectos (7).

Estos acuerdos de compra son típicamente ofertado en rangos de duración que van desde los 10 hasta los 25 años y se extienden por cada kilowattio-hora (kWh) producido. Los precios ofertados por cada kWh pueden diferir en función del tipo de tecnología utilizada, tamaño del proyecto, calidad del recurso y localización del proyecto. Los diseñadores de este tipo de políticas pueden ajustar los precios de venta de energía para de esta manera disminuir el desarrollo de más instalaciones en los años subsiguientes, permitiendo así tener un control de la potencia instalada año a año. Por otra parte, los diseñadores también pueden ofertar tarifas Premium, o bonos, con valores de la electricidad por encima del valor del mercado eléctrico existente.

Las políticas FIT pueden ser categorizadas en dependientes o independientes del precio de la electricidad en el mercado eléctrico. En la primera, los precios de compra de la electricidad producida dependen del precio establecido en el mercado eléctrico. En la segunda opción, los precios de compra de la electricidad producida se mantienen independientes de los precios del mercado eléctrico. La mayoría de países con políticas FIT actualmente escogen la opción independiente o también llamada de precio fijo.

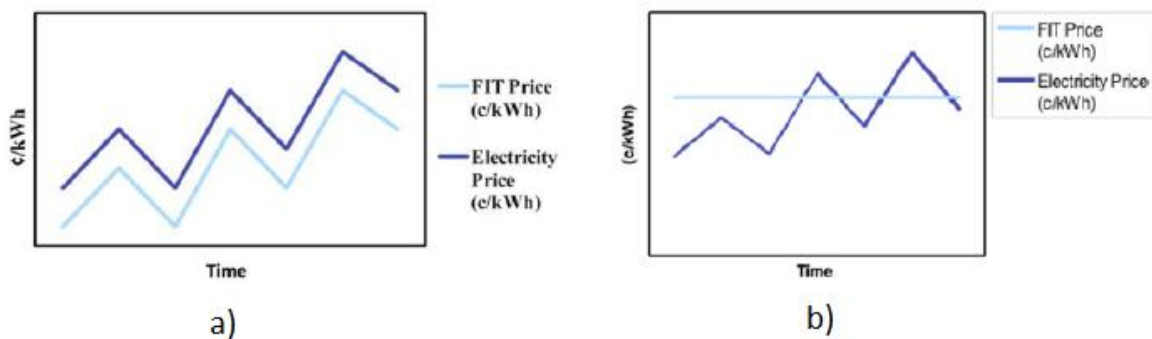


Figura 5. Distintos mecanismos FIT's – FIT dependiente del mercado eléctrico (a) y FIT independiente del mercado eléctrico o precio fijo (b). Fuente: <http://helapco.gr/>

Los mecanismos de compensación de excedentes basados en FIT, obligan a las empresas generadoras de electricidad, a comprar toda la electricidad generada por los generadores distribuidos conectados a las redes dentro de sus áreas de servicio. La compra de electricidad se hace a una tarifa determinada por las autoridades y garantizando esas condiciones durante un periodo de tiempo específico (8).

Estos acuerdos por lo general se realizan principalmente para centrales eléctricas de tamaño medio (de cientos de kW a decenas de MW).

2.4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS POLITICAS FIT

Los argumentos a favor o en contra de este tipo de políticas son diversos. A continuación veremos algunas de ellas:

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> - Ofrecen un mercado seguro y estable para los inversionistas. - Fomenta el desarrollo de tecnologías en diferentes etapas de madurez, incluidas las tecnologías emergentes. - Los costos por la compra de energía se dan únicamente en los proyectos que se encuentren construidos y operando. 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede ocasionar una distorsión o variación en los precios del mercado eléctrico mayorista. - Las FIT's no son políticas "orientadas al mercado" debido entre otras cosas, a que los precios ofrecidos son frecuentemente independientes de los precios variantes del mercado eléctrico. - No abarcan los altos costes iniciales de las tecnologías renovables. Estas políticas son generalmente diseñadas para ofrecer un flujo de ingresos estables durante un periodo de 15 a 25 años, que permite amortizar en el tiempo dichos costes.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de la aplicación de políticas FIT's. Fuente: www.nrel.gov

Como se vio en la tabla anterior, los criterios son divididos en cuanto a las ventajas y desventajas que se tienen en la aplicación de políticas FIT's para compensar a los generadores con fuentes renovables. El ofrecer precios fijos brinda seguridad para aquellos inversionistas interesados en proyectos de generación, sin embargo, puede ocasionar que los precios de la electricidad del mercado eléctrico varíen significativamente.

De acuerdo a la Asociación Española de Empresas de Energías Renovables (APPA), los sistemas de generación renovables permiten el abaratamiento de los precios en el mercado eléctrico mayorista. Durante el periodo 2008-2012 se produjo un ahorro de 4.402 millones de euros, lo que supuso un ahorro medio de 19,31 euros por cada MWh adquirido en el mercado diario de OMIE (9).

2.5 ACUERDO DE COMPRA DE ENERGIA (PPA)

El acuerdo de compra de energía o PPA¹ es un mecanismo de compensación negociado directamente entre un comprador (cliente) de y un vendedor de energía eléctrica (Generador Distribuido). Por lo general, los precios que se pactan en este tipo de acuerdos están por debajo del precio normal de venta, aunque para el caso de sistemas de generación renovables, estos precios pueden ser superiores. Estos precios normalmente se encuentran muy cercanos a los costes de generación, incluyendo además un adecuado beneficio (Curran and Gerrit, 2012).

A diferencia del esquema FIT, los acuerdos PPA se realizan directamente entre las partes, evitando de esta manera los complejos procesos que podría tener FIT. Los acuerdos PPA pueden ser de carácter tripartito, es decir, puede participar una tercera parte (ejemplo: la empresa de suministro eléctrico) la cual podría continuar brindando el servicio de energía eléctrica, en caso de que el generador no pueda abastecer la totalidad de la demanda requerida (10).

¹ Power Purchase Agreement

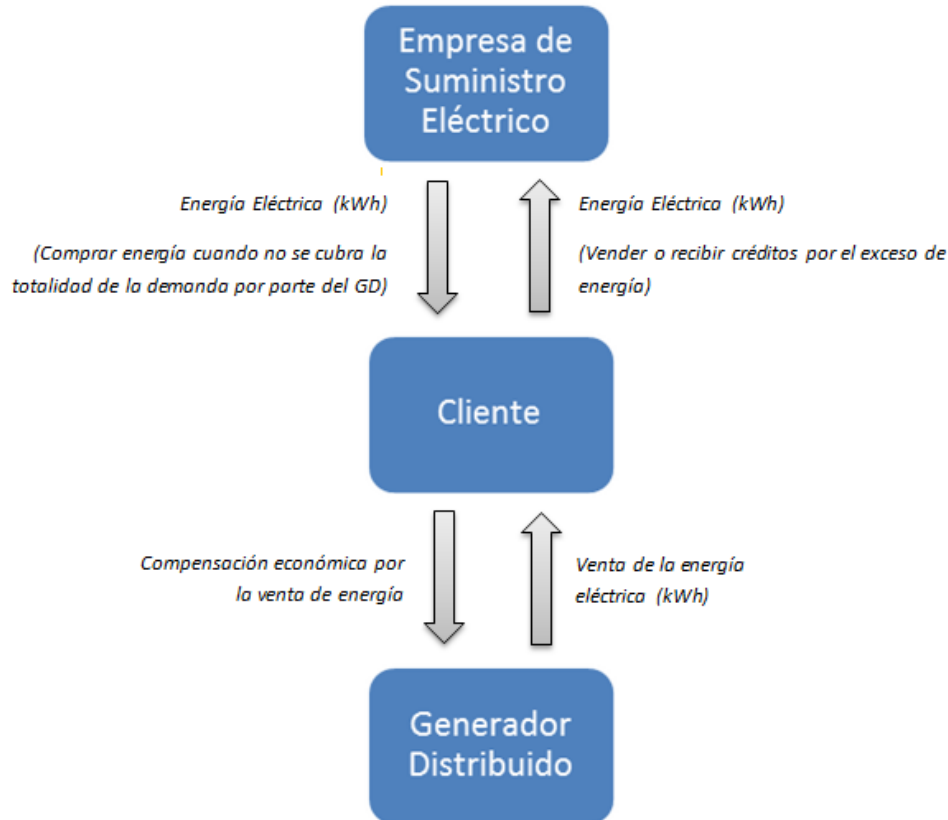


Figura 6. Esquema tripartito de un Acuerdo de Compra de Energía (PPA). Fuente: propia

Estos acuerdos por lo general se realizan principalmente para grandes centrales eléctricas (de decenas a cientos de MW). Al igual que en los esquemas FIT, los acuerdos PPA suelen tener una duración de entre 10 a 25 años, tiempo en el cual, el Generador Distribuido sigue siendo responsable de la operación y mantenimiento de su equipo de generación durante todo el tiempo que dure el acuerdo .

2.5.1 BENEFICIOS DE LOS ACUERDOS DE COMPRA DE ENERGIA (PPA)

Entre los diferentes beneficios de escoger este mecanismo de compensación para sistemas de generación distribuida, tenemos:

- *Ninguno o bajo costo de inversión inicial.*- el generador distribuido es el encargado de asumir los costes de inversión por la instalación de generación. El cliente, sin necesidad de esta inversión, puede hacer uso de energía eléctrica de fuentes renovables y a un costo más bajo.
- *Reducir costos energéticos.*- los esquemas PPA proveen un precio de la electricidad (para el cliente) fijo y predecible durante el periodo que dura el acuerdo.
- *Riesgo limitado.*- El GD es el que asume el riesgo de todo el proyecto. El cliente únicamente paga por la energía recibida.

- *Ningún costo de operación y mantenimiento para el cliente.*- al igual que en los casos anteriores, la operación y mantenimiento del sistema corre por cuenta del GD.

Las ventajas no únicamente favorecen al cliente o usuario de la electricidad, sino también al generador distribuido. Al ser acuerdos con una duración de tiempo considerable (10-25 años), permiten que el futuro GD tenga la seguridad de amortizar la inversión realizada. Además de este último, estos acuerdos pueden ir acompañados de excepciones en el pago de ciertos impuestos, lo que ayudaría a reducir los costos del sistema.

2.6 CERTIFICADOS VERDES

Un certificado verde - terminología usada en Europa - o también llamado Certificado de Energía Renovable (REC)² (11) es un sistema de compensación utilizado actualmente en algunos países de la Unión Europea tales como Suecia, Reino Unido, Italia, Bélgica y Polonia, además de algunos estados en los EE.UU. Bajo este sistema se obliga a las empresas de suministro eléctrico a que una parte de la energía - o cuota - que suministren, sea de origen renovable. De la misma manera, los generadores renovables reciben un certificado verde por cada MWh generado (12). En general, este sistema permite determinar la energía eléctrica generada únicamente a través de fuentes renovables.

Un sistema de generación conectado a red puede producir dos tipos de productos (13):

- Energía Eléctrica (kWh)
- Certificado de Energía Renovables (REC's)

En el punto de generación, ambos productos pueden ser vendidos juntos o por separado. Un generador renovable crea un REC por cada MWh de electricidad vertido a la red. Si la energía eléctrica y los REC's son vendidos por separado, esta electricidad deja de ser considerada "renovable" o "verde". La razón de usar este tipo de sistemas es la recibir los atributos y beneficios de la electricidad proveniente de este tipo de fuentes, y no solo la electricidad como tal.

El certificado verde puede ser comercializado y tiene un valor, para que de esta manera, las empresas de suministro eléctrico cumplan con su obligación mediante la compra certificados en una cantidad igual a la de su cuota. El incumplimiento de esta obligación puede acarrear en penalizaciones.

² Renewable Energy Certificates (REC's)

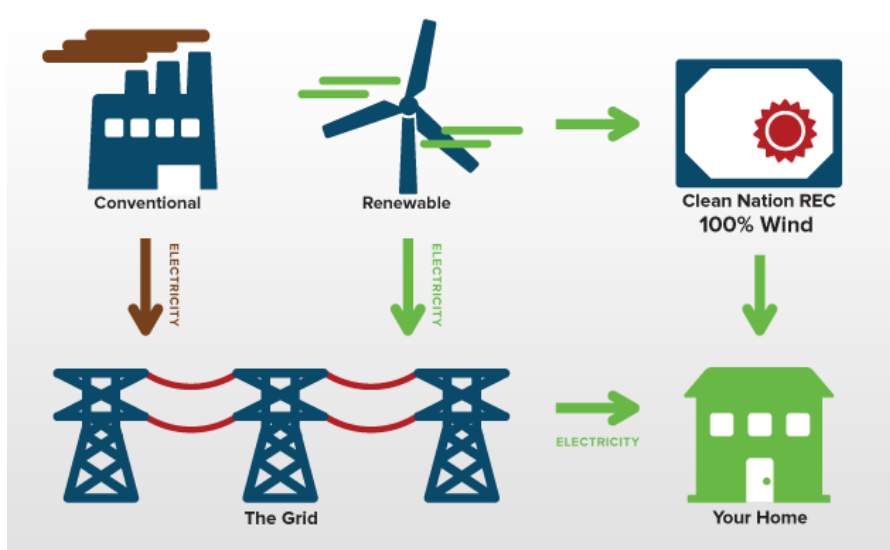


Figura 7. Esquema del sistema de compensación mediante certificados verdes (REC's). Fuente: <http://renewableenergycertificates.wordpress.com/>

3. LEYES Y/O REGULACIONES SOBRE BALANCE NETO IMPLEMENTADAS A NIVEL INTERNACIONAL

Los distintos modelos regulatorios sobre Balance Neto a nivel internacional son producto de la experiencia adquirida de otros países en la implantación de este tipo de programas. De acuerdo a un informe del año 2014 emitido por la asociación REN21 (14), más de 40 países disponen en la actualidad de una política de Balance Neto ya sea de carácter nacional o estatal según sea el caso. Tomando en cuenta que al año 2010 menos de 15 países disponían de dichas políticas, las cifras actuales nos indican que cada vez más países se están inclinando hacia un modelo energético basado en pequeños sistemas de generación.

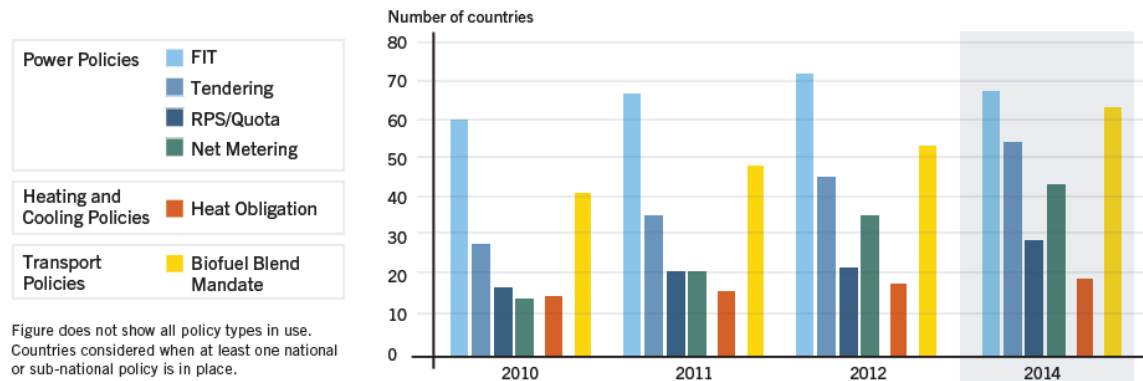


Figura 8. Número de países con políticas de Balance Neto desde el año 2010 al 2014. Fuente: REN21

En este capítulo analizaremos distintas experiencias de programas de Balance Neto aplicadas internacionalmente. Se decidió analizar aquellas que se encuentren vigentes y/o aprobadas por los distintos organismos de regulación eléctrica de cada país a la fecha, y así obtener (de acuerdo a la disponibilidad de información) resultados en cuanto a su aplicación.

Se revisarán aspectos relacionados con la potencia máxima permitida, las tecnologías de generación admisibles, mecanismos de compensación, cargos e impuestos, entre otros aspectos comerciales.

3.1 SUDÁFRICA

Sudáfrica ha promovido con mucha intensidad la producción de energía eléctrica con fuentes renovables (15). Dos regulaciones son las que dirigen la planificación y el desarrollo del sector eléctrico, incluidos los sistemas de generación distribuida (16):

- El Acta Nacional de la Energía del 2008
- El Acta de Regulación de la Electricidad (ERA) del 2006.

El 22 de Septiembre del 2011, el organismo regulador de la electricidad NERSA³ aprobó la reglamentación que establece las condiciones estándar que deben cumplir las

³ National Energy Regulator of South Africa

instalaciones de generación distribuida de pequeña escala, incluidas las instalaciones que deseen acogerse al programa de Net Metering (17). Sin embargo, este documento no está bastante claro y requiere de mayores detalles en cuanto a las tarifas que se aplicarán bajo esta modalidad.

El artículo 15 de dicho documento establece que los generadores acogidos a esta modalidad serán recompensados por la energía vertida a la red municipal. En consecuencia, se facturará únicamente por la energía neta consumida (kWh), es decir, la diferencia entre la energía consumida de la red y la energía “exportada” hacia la red.

La reglamentación elaborada por NERSA sirve únicamente de guía para que posteriormente, cada municipio defina sus propios procedimientos para inyectar energía a la red (18). Aunque no todos los municipios han elaborado dicha reglamentación, muchos de ellos ya lo han hecho, como el caso de Ciudad del Cabo.

Las condiciones técnicas para la interconexión de las instalaciones a la red fueron establecidas por ESKOM⁴, empresa encargada de la generación, transporte y distribución de electricidad en Sudáfrica. El estándar NRS 097-2-1:2010 establece los requerimientos técnicos y regulatorios mínimos para la conexión de generación distribuida en pequeña escala (19).

Entre las características más destacables del modelo de Net Metering Sudafricano tenemos:

- Admite únicamente equipos de generación de potencia menor a 100 kW.
- Cualquier tecnología de generación en pequeña escala es permitida.
- Se deberán pagar cargos fijos mensuales por operación y administración de la red, además de los cargos variables por el consumo de la energía.

Las tarifas eléctricas que se aplican a los usuarios de Net Metering son impuestas por cada municipio de forma independiente, siguiendo los lineamientos establecidos por NERSA. En Ciudad del Cabo, se aplican precios de la electricidad distintos para clientes residenciales y no residenciales (20).

CARGOS	UNIDAD	RESIDENCIAL (<600 kWh mes)			NO RESIDENCIAL (>600 kWh mes o >100 Amps)		
		Sin VAT***	Incl. VAT	EUROS	Sin VAT	Incl. VAT	EUROS
Cargos por servicios	R/día*	10.60	12.08	€ 0.83	N/A	N/A	N/A
Cargos - Consumo	c/kWh**	88.82	101.25	€ 0.07	N/A	N/A	N/A
Cargos - Generación	c/kWh	46.04	52.49	€ 0.04	46.04	52.49	€ 0.04
*Rand Sudafricano (1 ZAR = 0,068513 EUR) ** Centimo de Rand (100 centimos = 1 Rand) *** Value Added Tax (Impuesto al Valor Agregado)							

Tabla 2. Cargos para clientes residenciales y no residenciales bajo la modalidad de NET METERING (20)

⁴ Fusión de dos acrónimos: Electricity Supply Commission (ESCOM) y Elektrisiteitsvoorsieningskommissie (EVKOM)

Adicional a lo anterior, podrían incluirse cargos por la lectura de los contadores. Los valores antes descritos no aplican para aquellos clientes no residenciales con un consumo inferior a 1000 kWh mensuales.

3.2 PUERTO RICO

El Estado Libre Asociado de Puerto Rico redactó su legislación de Balance Neto en Agosto del 2007, para permitir a los clientes de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico⁵ usar electricidad generada por fuentes renovables y así estos reduzcan su consumo de electricidad proveniente de la red. (21). Posteriormente, en Octubre del 2008, se aprobó el Reglamento para establecer el Programa de Medición Neta, el cual contiene los procedimientos y requisitos necesarios para participar en dicho programa (22).

Este reglamento aplica para generadores privados que utilicen energía solar, eólica u otras fuentes renovables de energía. La capacidad permitida no deberá ser mayor de 25 kW para clientes residenciales y no mayor a 1 MW para clientes comerciales e industriales. En el año 2012, se aprobó la ley 103-2012 que permite incrementar la capacidad hasta 5 MW para clientes comerciales e industriales, sin embargo, esta aún no ha sido actualizada en el Reglamento de Medición Neta (23).

El tratamiento de la energía consumida y exportada se realizará de la siguiente manera:

- Si durante el periodo de facturación, la empresa eléctrica proporciona al cliente más energía que la que este exporta hacia la red, esta cobrará el consumo neto, es decir, la diferencia entre la energía consumida y la energía exportada y cualquier crédito obtenido del mes anterior (si existiera alguno).
- Si durante el periodo de facturación, el cliente exporta más energía que la que la empresa eléctrica le proporciona se le cobrará al cliente la “factura mínima”, un valor que se le cobra a un cliente que no consume electricidad durante un periodo de facturación de acuerdo a la tarifa en la cual esté inscrito. El exceso de energía exportado en ese periodo será compensado mediante “créditos”, hasta un máximo de 300 kWh para Clientes Residenciales y 10 MWh para Clientes Comerciales. Por encima de esos valores, la energía exportada no será retribuida.

En caso de que al final del año existan créditos sin utilizar, se compensara económicamente el 75% de dichos créditos a un valor determinado en dicho reglamento. El 25% restante se destinará al organismo que regenta la educación en la isla

Además de las indicadas anteriormente, otras características importantes a destacar de esta reglamentación son:

- Para acogerse al programa, el cliente debe disponer de un acuerdo de interconexión vigente, suscrito entre el cliente y la empresa eléctrica.
- Los equipos de generación deben contar con una garantía del fabricante o distribuidor igual o mayor a 5 años, para poder ser admitidos dentro del programa.

⁵ Empresa estatal encargada de la generación, transmisión y distribución de electricidad en Puerto Rico.

- Se utilizará un contador bidireccional, cuyo valor será asumido parcialmente por el cliente.
- La instalación deberá incorporar medidas para el control y mitigación de emisiones y ruidos, según aplique.

3.3 REPUBLICA DOMINICANA

La ley 57-07 sobre el Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía, motivó a que en Junio del 2011, la Comisión Nacional de la Energía de República Dominicana, aprobara el Reglamento de Medición Neta. Dicho programa establece las directrices para aquellos clientes que opten por autoabastecerse total o parcialmente de energía eléctrica a través de un sistema de generación basado en fuentes renovables de energía (24). Este reglamento comparte algunas de las características del reglamento emitido para Puerto Rico en cuanto a la potencia máxima permitida y la forma de compensar el exceso de energía.

La reglamentación de Balance Neto admite la conexión de equipos de generación que utilicen predominantemente energía solar, eólica, biomasa u otras fuentes renovables de energía hasta una capacidad no mayor de 1 MW para clientes comerciales o industriales. Para el caso de clientes residenciales, la potencia máxima de generación debe ser menor o igual a 25 kW. Para ambas opciones, el equipo de generación debe estar instalado en los predios del cliente.

La compensación que tendrán los clientes acogidos en esta modalidad se realizará de la siguiente manera:

- Una vez finalizado el periodo de facturación, se cobrará el Consumo Neto únicamente cuando la energía que consume el cliente es mayor que la exportada por este hacia la red. El consumo neto sale como resultado de la diferencia entre la energía consumida y la energía exportada hacia la red y cualquier crédito obtenido del mes anterior (si existiera alguno). Adicional al pago del consumo neto de energía, se deberán pagar cargos fijos y cargos por potencia máxima.
- Los excesos de energía serán compensados mediante “créditos”, los cuales serán aplicados en el siguiente periodo de facturación. Además se obtienen “débitos” o descuentos en los cargos fijo y por potencia máxima, considerando la potencia a la cual se exporta la energía hacia la red.

En caso de que al final del año existan créditos sin utilizar, se compensara económicamente el 75% de dichos créditos a un valor determinado en dicho reglamento. El 25% restante será utilizado por las mismas empresas distribuidoras de energía para programas de eficiencia energética y reducción de pérdidas.

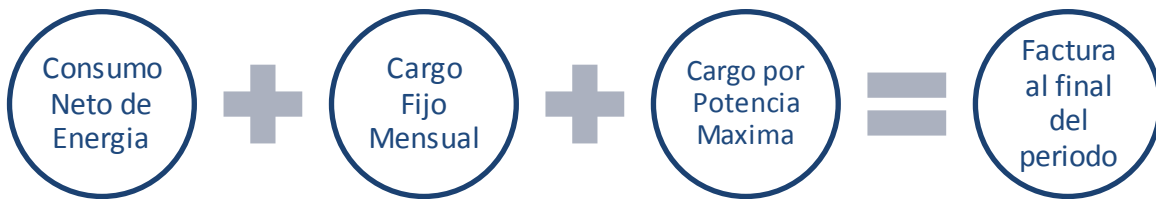


Figura 9. Factura Final (Consumo kWh > Generación kWh)

Al igual que en el modelo puertorriqueño, se exige que los equipos de generación cuenten con una garantía igual o mayor de 5 años, además de que el cliente disponga de un acuerdo de interconexión vigente. Al año de vigencia del presente reglamento, ya se habían beneficiado aproximadamente 59 usuarios, con una potencia total instalada de 600 kW aproximadamente.

3.4 MEXICO

Desde el 7 de Junio del 2007, México cuenta con un modelo de balance neto, el cual únicamente era aplicable para la conexión de sistemas fotovoltaicos de pequeña escala con la red eléctrica general. Sin embargo, en el año 2010, gracias a la resolución RES/054/2010⁶ (25), esta restricción fue levantada, permitiendo la conexión de cualquier fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña y mediana escala. Posteriormente en el año 2012, y como complemento a lo anterior, se crea la resolución RES/249/2012⁷ (26), cuyo modelo de contrato está enfocado para que edificios multifamiliares, zonas de comercio u oficinas también puedan acogerse a la modalidad de balance neto.

El generador que se acoja a la modalidad de balance neto podrá ser cualquier persona física o moral⁸ que disponga de una fuente de generación renovable o de cogeneración de pequeña o mediana escala. Existen tres categorías de instalaciones que pueden ser conectadas a la red eléctrica en función de la capacidad a instalarse (kW) y de la tensión de red (kV). Estas categorías se detallan en la gráfica que se muestra a continuación (27).

⁶ Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía Mexicana expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala.

⁷ Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprueba y expide el modelo de contrato de interconexión para fuente colectiva de energía renovable o sistema colectivo de cogeneración eficiente en pequeña escala.

⁸ Desde el punto de vista jurídico, una persona física es cualquier ser humano que goza de derechos y puede contraer obligaciones. Una persona moral es una organización de personas que se unen para conseguir un fin lícito conocido como objeto social.

Sistemas de Pequeña Escala (Tension < 1kV)	Sistemas de Mediana Escala (1 kV<Tension<69 kV)	Sistemas de Generacion Comunitaria (Tension < 1kV)
<ul style="list-style-type: none"> •Hasta 10 kW para sistemas de uso residencial •Hasta 30 kW para instalaciones de uso general (pequeñas negocios o empresas). 	<ul style="list-style-type: none"> •Hasta 500 kW •Adecuado para industrias que deseen producir su propia electricidad 	<ul style="list-style-type: none"> •Uso residencial: hasta 10 kW de potencia por cada hogar que participa. •Uso general: hasta 30 kW de potencia por cada negocio o empresa que participa. •La suma de varios participantes incrementa la potencia total de la instalación.

Figura 10. Categorías de instalaciones con posibilidad de acogerse a la modalidad de Balance Neto en el territorio mexicano.

Cabe mencionar que ambas resoluciones también aplican para sistemas de cogeneración de electricidad que no utilicen energías renovables, siempre y cuando cumplan con el criterio de eficiencia establecido por la Comisión Reguladora de Energía Mexicana (28).

Para fines de facturación, el consumo de kWh del Generador se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador y la entregada por el Generador al Suministrador⁹. Para los sistemas de pequeña escala, la compensación funciona de la siguiente manera: si dicha diferencia es **negativa**, se considerará como un crédito a favor del **Generador**. Si por el contrario, dicha diferencia es **positiva**, se considerará como un crédito a favor del **Suministrador** cuyo valor será facturado de acuerdo a la tarifa aplicada en el contrato de suministro. Esta forma de compensación también se aplica para los sistemas de generación comunitaria.

Para el caso de sistemas de mediana escala, el mecanismo de compensación funciona de dos maneras. Para suministros con tarifa ordinaria en media tensión, los créditos acumulados se tomarán desde el mes más antiguo y se compensarán versus la energía entregada por el suministrador, repitiendo esta operación con los créditos de los meses posteriores, hasta que la energía entregada por el suministrador sea cero o hasta que los créditos acumulados se agoten. Para suministros en tarifa horaria en media tensión, los “créditos” se clasificarán de acuerdo al periodo horario y mes en que fueron generados, teniendo la posibilidad de compensarlos entre periodos horarios (punta, intermedia y base) de acuerdo a las consideraciones establecidas en la respectiva resolución.

Para cualquiera de las tres categorías, los créditos acumulados tendrán una validez o deberán ser compensados en un tiempo máximo de 12 meses siguientes al que fue

⁹ Suministrador: empresa u empresas de suministro eléctrico de carácter público que operan en el territorio mexicano

generado. De no efectuarse la compensación dentro de ese periodo, el crédito será cancelado y se perderá, renunciando el generador a cualquier pago por dicho concepto.

Además de las indicadas anteriormente, otras características importantes de ambas resoluciones son:

- Mantener un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que se mantenga la interconexión de la fuente con la red eléctrica del suministrador.
- Se deberá acreditar la propiedad del equipo de generación o cogeneración instalado.
- Se instalará un medidor bidireccional para efectuar la medición neta, para lo cual el generador pagará la diferencia de costos entre un medidor bidireccional y el convencional que instalaría la empresa de suministro para contabilizar la energía entregada desde la red.

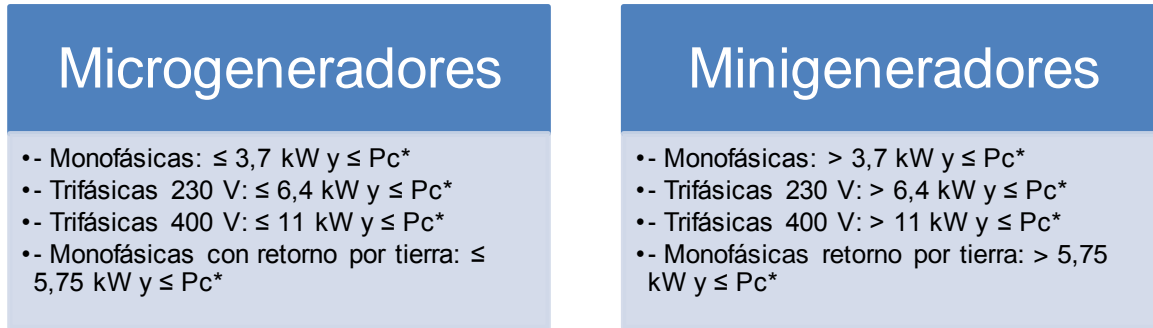
3.5 URUGUAY

Desde el 1 de Julio del 2010 se encuentra vigente en todo el territorio Uruguayo el decreto 173/2010, el cual permite la conexión de sistemas de generación renovable con la red eléctrica mediante el esquema de net metering. Este decreto autoriza a los suscriptores (o también llamados microgeneradores) conectarse a la red de distribución de baja tensión mediante equipos de generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o minihidráulica, cuya corriente máxima de régimen generada en baja tensión no sobrepase los 16 Amperios¹⁰ (29). La UTE¹¹ también ha incluido a aquellos suscriptores que requieran instalar equipos de generación cuya corriente máxima supere los 16 amperios, clasificándolos dentro del grupo de los mini generadores (30).

En función del tipo de sistema eléctrico (monofásico o trifásico) y de la tensión de conexión, UTE estableció las potencias máximas de instalación, las cuales deben ser menores o iguales a la potencia contratada por el cliente. Sin embargo, para los sistemas de mini generación se han establecido como límite superior máximo 100 kW y 150 kW para sistemas de 230 y 400 voltios respectivamente.

¹⁰ Para suministros monofásicos en redes con configuración de retorno por tierra, la corriente máxima será de 25 Amperios.

¹¹ La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), es una empresa propiedad del Estado uruguayo que se dedica a las actividades de generación, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios anexos y consultoría.



**PC = Potencia contratada por el suscriptor*

Figura 11. Potencias máximas permitidas para los equipos de micro generación y mini generación en el territorio Uruguayo bajo el esquema de Net Metering.

El mecanismo de compensación del modelo de balance neto uruguayo funciona de la siguiente manera (31):

- Para clientes particulares.- en momentos en que exista exceso de electricidad, esta puede ser vertida a la red de distribución. UTE documentará la compra y hará las retenciones de impuestos correspondientes. Para este tipo de clientes, el pago se realizará en forma de descuento en la facturación del mes siguiente.
- Para empresas.- los excesos de energía serán remunerados económicamente (FIT) de acuerdo a los precios acordados en el contrato. El micro generador deberá facturar mensualmente a UTE toda la energía entregada a la red. Las facturas deberán cumplir con todos los requisitos formales establecidos para el efecto.

Para ambos casos, el plazo del suministro será de diez años contados a partir de la puesta en servicio de la instalación. Cuando la demanda del suscriptor sea mayor a la energía producida por este, la diferencia deberá ser cancelada a UTE de acuerdo a los precios vigentes a la fecha.

El periodo de facturación de la energía consumida será el mismo en que UTE facture el suministro de energía generada por el suscriptor. La ejecución de la lectura bidireccional y facturación de la energía generada y consumida por el suscriptor estará a cargo de UTE.

Además de las citadas anteriormente, el modelo de balance neto uruguayo posee otras características tales como:

- El suscriptor deberá mantener vigente el suministro eléctrico como cliente de UTE
- La energía eléctrica generada por el micro generador no podrá ser enajenada o cedida a terceros.
- El micro generador no pagará cargos adicionales por el uso de las redes eléctricas de UTE. Sin embargo, deberá pagar una tasa de conexión cuyo valor dependerá de la potencia y del tipo de tarifa que tenga contratada el micro generador (32).

- El micro generador podrá finalizar unilateralmente el contrato ante la falta de pago por parte de UTE de cuatro facturas consecutivas o cinco alternadas.

3.6 BRASIL

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), aprobó en el año 2012 la normativa 482/2012, la cual permite el acceso de las instalaciones de micro y mini generación distribuida a los sistemas de distribución de energía eléctrica y crea un sistema de compensación de la electricidad excedente vertida a la red (33). Dicha normativa permite la conexión a las redes de distribución, de centrales generadoras que utilicen fuentes con base en energía hidráulica, solar, eólica, biomasa o cogeneración hasta una potencia máxima de 1 MW (34). Dentro de estos límites, ANEEL definió dos categorías para los equipos de generación: Equipos de potencia menor o igual a 100 kW son considerados de micro generación, mientras que, aquellos superiores a 100 kW y menores o iguales a 1 MW son considerados de mini generación. La potencia máxima permitida quedará limitada al consumo o demanda que tiene el lugar donde se encuentra instalado el sistema de generación.

El mecanismo de compensación de los excedentes de energía funciona de manera similar a las experiencias anteriormente revisadas. La energía activa inyectada a la red por la unidad de micro o mini generación es cedida en calidad de préstamo gratuito a la empresa distribuidora de electricidad. Por otra parte, la instalación o unidad consumidora¹² adquiere un crédito equivalente en energía el cual debe ser consumido en un plazo máximo de 36 meses. La empresa de distribución, encargada de la facturación de la energía neta consumida, deberá compensar dicha energía consumida con los créditos adquiridos, permitiendo de esa manera que el usuario reduzca su consumo eléctrico en los meses posteriores.

Entre otras características relevantes del modelo de Balance Neto Brasileiro tenemos:

- Para el caso de unidades consumidoras con tarifa horaria, los créditos generados en un periodo horario, pueden ser usados para compensar la energía consumida en otro periodo horario, observando siempre la relación de precios entre los distintos periodos horarios.
- Los créditos que no hayan sido compensados en la propia unidad consumidora, podrán ser utilizados para compensar otras unidades consumidoras previamente registradas y que pertenezcan al titular de la misma unidad.
- El representante de la unidad consumidora pagará la diferencia de costos entre el sistema de medición necesario para la compensación de la electricidad y uno convencional, ambos a un mismo nivel de voltaje.
- Los créditos obtenidos por exceso de energía podrán ser invalidados si se comprueba que la unidad consumidora actuó en contra de lo indicado en la normativa.

¹² Concepto utilizado en la norma 482/2012 que define al lugar o espacio en donde a su vez se encuentra la instalación de micro o mini generación y un centro de consumo de energía eléctrica.

3.7 GUATEMALA

En el año 2008, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica Guatemalteca (CNEE) emitió la resolución CNEE No. 171-2008, en la cual se aprobaba la normativa NTGDR¹³ que permite la conexión de plantas de generación de pequeña escala al sistema eléctrico nacional a través de las redes de distribución. Dicha normativa establece, tanto las disposiciones de operación y control de las plantas de generación, así como también las disposiciones para la comercialización de la energía eléctrica producida con dichos generadores (35).

Se admite la conexión de sistemas de generación que utilicen tecnologías a través de fuentes de energía renovables tales como: eólica, solar, biomasa geotérmica, hasta una capacidad máxima de 5 MW. Uno de los aspectos a destacar de esta normativa son las múltiples opciones de compensación que se obtienen por la energía excedente vertida a la red de distribución. La normativa distingue dos tipos de usuario que puedan inyectar energía a la red: el Generador Distribuido Renovable (GDR) y el Usuario Autoprodutor con Excedentes de Energía, cuyas características y forma de compensación se explica a continuación.

Generador Distribuido Renovable (GDR)	Usuario Autoprodutor con Excedentes de Energía
<ul style="list-style-type: none"> • Puede vender la energía eléctrica producida y recibir compensación económica por dicha venta • Podrá vender la energía a los distribuidores de electricidad y en el Mercado Mayorista de acuerdo a la normativa vigente que aplique para ambas. 	<ul style="list-style-type: none"> • No participa como vendedor de energía eléctrica, es decir, no recibe compensación económica por la energía eléctrica producida • El usuario recibe créditos por la inyección de energía hacia el sistema de distribución. La distribuidora reconocerá dichos créditos a favor del usuario, los cuales se liquidarán trimestralmente.

Figura 12. Tipos y características de los usuarios posibilitados para la inyección de energía a la red.

Queda a decisión del interesado el tipo de mecanismo al cual desee acogerse. Para el caso del GDR, las ventas de energía, ya sea a los distribuidores de electricidad o al Mercado Mayorista, se realizarán previa celebración de un contrato entre las partes. Los usuarios auto productores de energía podrán utilizar sus sistemas de generación para reducir su factura mensual, debiendo pagar únicamente en los casos en que exista mayor consumo que generación de energía. Aunque no se especifique, se entiende que los GDR también pueden usar sus sistemas de generación para autoabastecerse.

Otras características relevantes de esta normativa son:

¹³ Norma Técnica Para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable (NTGDR) y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía.

- Se utilizará un sistema de medición bidireccional para los usuarios auto productores con excedentes de energía, cuyo costo, únicamente en caso de ser usuario regulado¹⁴, será asumido por la empresa de distribución. Los usuarios GDR tendrán sistemas de medición acorde a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial para Grandes Usuarios.
- Los GDR pagarán peaje correspondiente al Sistema Principal de Transporte únicamente para aquellos casos en que hayan comprometido su producción bajo contrato y con potencia firme. Los usuarios autoprodutores con excedente de energía pagarán al distribuidor el cargo fijo y el cargo por potencia en función de la tarifa contratada por estos.
- El interesado en participar como GDR deberá asumir los costos de construcción de la línea, así como también del equipamiento o instalaciones necesarias para llegar al punto de conexión. Si fuera necesario, el interesado también deberá asumir los costos de las modificaciones o ampliaciones de las redes de distribución adyacentes al punto de conexión.

3.8 TAILANDIA

En mayo del 2002, Tailandia aprobó e implementó un esquema de Balance Neto para pequeños productores de energía renovable o también llamados VSREPP¹⁵ por sus siglas en inglés. Es importante destacar que esta normativa fue la primera en aplicarse en un país en vías de desarrollo (15). A través de esta regulación, el gobierno Tailandés compra de forma obligatoria cualquier excedente de electricidad generado a través de fuentes renovables, a tasas que se ajustan cada 3 meses (36).

La regulación para los VSREPP permite la incorporación de unidades de generación de hasta 1 MW, sin embargo, en el año 2006, el gobierno Tailandés modificó esta regulación, incrementando la potencia máxima de generación hasta los 10 MW (37). Se admite la conexión de sistemas de generación que utilicen fuentes de energía renovable tales como: eólica, fotovoltaica, mini hidráulica, mareomotriz, geotérmica y biogás (38). Este último puede provenir de desechos agrícolas, residuos de procesos industriales o producidos en entornos urbanos. Con las modificaciones realizadas en el 2006 también se permitió el ingreso de sistemas de generación de ciclo combinado (CHP).

La energía vertida a la red por parte de los VSREPP, se compensa mediante el sistema “Feed in Premium”, es decir, dicha energía se paga a un valor superior al ofertado por la empresa distribuidora (39). En el caso de que el VSREPP consuma más energía que la que produce, éste deberá cancelar la diferencia neta al precio normal de venta de acuerdo a las tarifas vigentes. Por el contrario, si el VSREPP produce más energía que la que consume, entonces la electricidad es comprada al precio medio del Mercado Mayorista de Electricidad, incluyendo además un recargo de ajuste de tarifa. El generador deberá solicitar por escrito el pago por dicha energía, el mismo que deberá ser realizado por la distribuidora dentro de los 30 días posteriores a la recepción de dicha solicitud.

¹⁴ Usuario cuya demanda de potencia es menor a 100 kW.

¹⁵ Very Small Renewable Energy Power Producers

Los VSREPP están obligados a pagar los otros componentes del precio de la electricidad, además de un cargo por utilizar las redes de distribución, el cual se aplica únicamente a las importaciones brutas de energía, mas no a las exportaciones hacia la red.

3.9 FILIPINAS

Gracias a la resolución No. 09 – serie del 2013¹⁶ emitida por la Comisión Reguladora de la Energía (ERC) de Filipinas, se aprobó la reglamentación que implementa el programa de Balance Neto para la producción de energía eléctrica con fuentes renovables (40). Dicho programa permite a los usuarios de las empresas de distribución, instalar en sus sitios de consumo sistemas de generación con fuentes renovables que no excedan los 100 kW de potencia, para así abastecer su propia demanda eléctrica (41). La electricidad generada que no es consumida por el usuario es automáticamente exportada a las redes de la empresa de distribución.

El programa permite a un Usuario Final Cualificado o QE¹⁷, reducir la cantidad de electricidad que compra de la empresa de distribución y así conseguir un ahorro al evitar pagar cargos tales como generación, transmisión, pérdidas del sistema, subsidios, impuestos, entre otros. El exceso de electricidad generado y vertido a la red le permite al QE obtener “créditos peso¹⁸”, los cuales se calculan en base a los costos de generación de electricidad, excluyendo otros costos adicionales por el mismo concepto. Los créditos peso obtenidos permiten reducir el monto de la factura eléctrica del mes posterior a la generación de dicho crédito.

Otras características del programa de Balance Neto Filipino son:

- Las tecnologías elegibles para los equipos de generación pueden ser: eólica, solar, biomasa, geotérmica, mareomotriz e hidráulica.
- Únicamente los usuarios con un buen historial de pago de sus facturas eléctricas están cualificados para participar en el programa.
- Las empresas de distribución impondrán un cargo a los QE por estar acogidos al programa. Este cargo cubrirá los costos para mejoras en las redes de distribución, lectura de contadores y otros gastos operativos.
- La compañía de distribución podrá instalar dos medidores unidireccionales o uno bidireccional, para la medición de la energía exportada e importada o la energía neta consumida respectivamente.

3.10 NAMIBIA

A pesar de que no se encontró documentación que confirme su aprobación, en el portal oficial de la Comisión de Control de la Electricidad (ECB) de Namibia¹⁹ se encuentra publicado el Proyecto de Reglamento de Balance Neto. El documento, con fecha Junio

¹⁶ Resolution adopting the rules enabling the net metering program for renewable energy.

¹⁷ Qualified End-Users (QE): entidad que produce electricidad desde una instalación de generación.

¹⁸ Peso Credits: denominación de los créditos obtenidos por exportación de energía en el territorio Filipino.

¹⁹ http://www.ecb.org.na/?page_id=321 – Net Metering Rules

del 2013, incluye los detalles técnicos y comerciales que deben cumplir los futuros Cliente-Generadores para formar parte del programa de Balance Neto (42). La reglamentación permitirá utilizar la energía eléctrica producida para autoconsumo, así como también para ser exportada hacia las redes de distribución y recibir una compensación no económica por tal acción.

La potencia del sistema de generación en cada sitio de instalación no podrá exceder a la capacidad del disyuntor de alimentación principal de energía de dicho sitio (convertido en KVA). Además, en ningún caso dicha potencia podrá ser mayor de 500 kVA. Todas las tecnologías basadas en fuentes renovables serán elegibles para el programa, entre las cuales se menciona a las siguientes: solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa, biogás, biocombustibles o celdas de combustible.

La ECB plantea un esquema de compensación similar a las experiencias analizadas anteriormente para las exportaciones de energía hacia la red. Si las exportaciones de energía son inferiores a las importaciones (consumo del generador), el Cliente-Generador pagará la energía consumida y los cargos correspondientes de acuerdo las tarifas vigentes. Si por el contrario, las exportaciones de energía son mayores que las importaciones, se generará un crédito a favor del Cliente-Generador, con la ventaja de que estos tendrán carácter perpetuo, es decir no perderán nunca su validez y podrán ser utilizados para futuras compras de electricidad, a diferencia de otros esquemas en donde los créditos dejan de ser validos transcurrido un tiempo determinado.

Además de las mencionadas anteriormente, otras características importantes de este esquema de Balance Neto son:

- Para acogerse al programa, se deberá mantener vigente una licencia de distribución otorgada por el organismo pertinente. No se indica el pago de cargos adicionales por acogerse en el programa ni por la energía importada y/o exportada.
- Aunque no se detalla con claridad, se plantea la posibilidad de obtener “créditos de carbono” por la energía vertida a la red. Dichos créditos podrán ser canjeados posteriormente con dinero a través de una entidad designada para el efecto.
- Las instalaciones cuyo rango de corriente sea menor o igual a 60 Amperios, serán clasificadas como clientes de pequeña renovable o SRI²⁰. El resto de instalaciones fuera de ese rango serán denominadas como Generación Distribuida.

3.11 EEUU

En los Estados Unidos de Norteamérica, todas las empresas de suministro eléctrico público están obligadas por la legislación, a disponer del servicio de Balance Neto para sus clientes. Sin embargo, las políticas de dicho servicio pueden variar ampliamente entre uno y otro estado (43). En algunos de los estados también es obligatorio que las empresas de suministro privadas o Investor Owned Utilities (IOU's) oferten el servicio de

²⁰ Los servicios eléctricos monofásicos son comúnmente limitados hasta 60 Amperios en Namibia.

Balance Neto a sus clientes, cuya reglamentación no necesariamente tiene que ser igual a la de su similar del sector público.

De los 48 estados que conforman el país, 12 de ellos se encuentran a la vanguardia en cuanto a mejores programas de Balance Neto, gracias a que comparten entre sí políticas similares, tanto comerciales como técnicas. Por el contrario, la antes mencionada variedad de políticas estatales, provocan confusión entre los consumidores, reducción de los niveles de eficiencia en las empresas, aumento de los costos de implementación de los programas, entre otros problemas, los cuales afectan al desarrollo de la energía limpia en este país (44).

A continuación revisaremos algunas de las mejores políticas de Balance Neto que se han implementado en varios estados. Se ha tomado como referencia un estudio²¹ publicado por la organización Freeing the Grid (Liberar la Red) en colaboración con el Interstate Renewable Energy Council (IREC), ambas encargadas de impulsar el uso masivo de energías renovables en los EE.UU.

3.11.1 ESTADO DE CALIFORNIA

En 1996, entró en vigor la ley de Balance Neto en el Estado de California, la cual aplica para todas las empresas de suministro eléctrico a excepción de una²². La ley, establecida por la California Public Utilities Commission (CPUC), ha sido modificada en múltiples ocasiones desde su promulgación, siendo la AB327 del año 2013 la más reciente.

Se admite la conexión de prácticamente todas las tecnologías renovables, inclusive aquellas que utilizan celdas de combustible y combustibles renovables, todas hasta un máximo de 1 MW de potencia²³. Podrán participar clientes del sector residencial, comercial, industrial, agricultura, escolares, instituciones públicas, entre otros.

El exceso de electricidad producido en un mes, genera un “crédito” hacia el consumidor-generador, el cual será compensado en la factura del siguiente mes al mismo precio ofertado por la distribuidora y así reducir el valor a pagar de dicha factura (45). Transcurrido 12 meses, el consumidor-generador puede optar por dos mecanismos, en caso de tener créditos acumulados sin compensar:

- Los créditos acumulados podrán ser utilizados indefinidamente, es decir, no perderán nunca su validez y podrán ser utilizados para futuras compras de electricidad.

²¹ “Best Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedures” – Noviembre 2013

²² Las empresas de servicios públicos con más de 750.000 clientes y que, además de suministrar energía eléctrica, también suministren agua potable, están exentas de ofrecer el servicio de Balance Neto. El departamento de Agua y Energía de Los Angeles (LADWP) es la única empresa que entra en esta categoría en el estado de California.

²³ Hasta un máximo de 10 MW para un máximo de 3 digestores de Biogás.

- Recibir una compensación económica a un precio definido por la empresa de suministro eléctrico²⁴.

Cabe mencionar que los créditos obtenidos únicamente compensan la componente variable del precio de la electricidad, es decir, el precio de la electricidad sin los cargos fijos e impuestos determinados por la empresa de suministro. No se cobrarán cargos adicionales a los consumidores-generadores acogidos en el programa.

Una modalidad de Balance Neto pionera en EEUU es la llamada “Virtual Net Metering”, mediante la cual, a través de una sola instalación se pueden generar créditos para varios propietarios en viviendas multifamiliares, sin necesidad de que la misma se encuentre conectada físicamente a los medidores de cada propietario. En el año 2012 se permitió otra modalidad llamada “Meter Aggregation”, en la que un consumidor-generador que disponga de varios contadores en propiedades contiguas, pueda transferir los créditos obtenidos de una instalación a esos contadores.

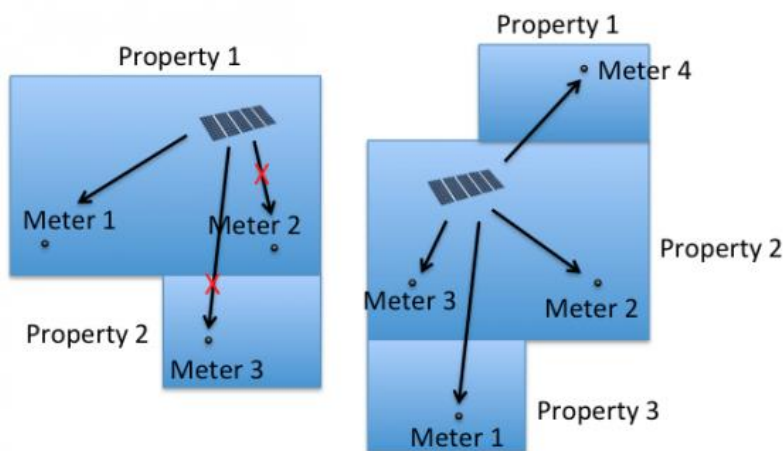


Figura 13. Net Metering Tradicional (Izquierda) – Modalidad “Meter Aggregation” (derecha). Fuente: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/Net-Metering-Grows-Some-Muscles-in-California>

3.11.2 ESTADO DE COLORADO

Desde el año 2009, gracias al proyecto de ley del senado SB51, la Colorado Public Utilities Commission (PUC) realizó cambios considerables a su reglamento de Balance Neto para las empresas de suministro eléctrico privadas o Investor Owned Utilities (IOU’s). Uno de esos cambios consistió en modificar la potencia máxima permitida, pasando de los 2 MW al 120% de la demanda (consumo) anual del sitio. Para las empresas de suministro municipales o cooperativas, se mantiene la potencia máxima permitida en 10 kW para clientes residenciales y 25 kW para clientes no residenciales.

Todas las empresas de suministro eléctrico deben ofrecer el servicio de Balance Neto, a excepción de ciertas empresas de pequeños municipios. Pueden participar clientes de los

²⁴ La CPUC establece que el precio será calculado en base al valor promedio de la electricidad en el mercado mayorista de entre las horas 7:00 am hasta las 5:00 pm del año en que el exceso de electricidad fue vertido a la red.

sectores residencial, comercial e industrial con equipos de generación eléctrica que utilicen fuentes renovables tales como: eólica, solar térmica, fotovoltaica, biomasa, geotérmica, energía reciclada²⁵, entre otras.

El exceso de electricidad producido en un mes, genera un “crédito” hacia el consumidor-generador, el cual será compensado en la factura del siguiente mes al mismo precio ofertado por la distribuidora y así reducir el valor a pagar de dicha factura (46). Para clientes de IOU’s, transcurrido un ciclo de 12 meses los clientes y si existieran créditos sin compensar, pueden optar por un mecanismo de compensación similar al utilizado en el Estado de California, es decir, seguir utilizando sus créditos para futuras compras (duración indefinida de los créditos) o recibir una compensación económica a costo incremental promedio por hora. Por otra parte, las empresas de suministros municipales o de cooperativas únicamente compensarán económicamente a sus clientes al mismo costo aplicado para clientes IOU’s por los créditos no utilizados.

Además del programa antes mencionado, Colorado incluyó un programa llamado Jardines Solares Comunitarios o CSG. Este programa permite a varios clientes o también llamados suscriptores (mínimo 10), agruparse en una única instalación fotovoltaica para así recibir créditos en sus facturas eléctricas en función del porcentaje de participación en la instalación. Al igual que en California, Colorado también dispone del programa “Meter Aggregation”, para distribución de créditos entre distintos contadores.

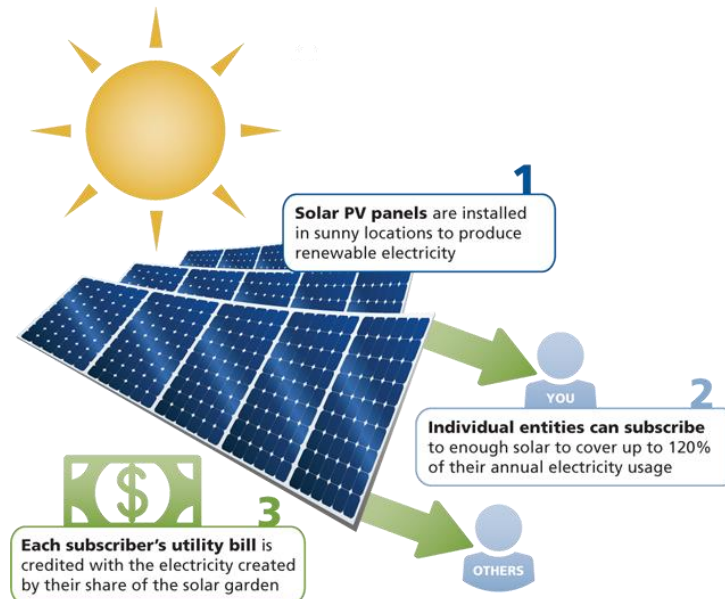


Figura 14. Explicación del programa de Jardines Solares Comunitarios o CSG en el Estado de Colorado. Fuente: <http://www.sustainablebusiness.com/imageupload/Community-Solar.jpg>

²⁵ Es un proceso de recuperación realizado a partir de la energía utilizada que normalmente es arrojada (por ejemplo: el calor de una chimenea), para ser convertida en electricidad o energía térmica.

3.11.3 ESTADO DE MARYLAND

La ley de Balance Neto en Maryland ha sido ampliada en reiteradas ocasiones desde que fue originalmente promulgada en el año 1997. Esta ley obliga tanto a empresas públicas o privadas de suministro eléctrico a disponer de un programa de Balance Neto para todos los clientes residenciales, comerciales, industriales, entidades públicas, escuelas, entre otros, para que estos puedan generar electricidad a partir de sistemas de generación con fuentes renovables (47). Se admite la conexión de sistemas de generación con una potencia máxima de 2 MW que utilicen fuentes renovables de energía tales como: eólica, fotovoltaica, celdas de combustible y sistemas de digestión anaeróbica. Se permite también sistemas de cogeneración y ciclo combinado (CHP) pero hasta un máximo de 30 kW por equipo.

Los sistemas de generación deben estar destinados principalmente para compensar la totalidad o parte de las necesidades de energía eléctrica en las instalaciones del consumidor-generador. Por tal motivo, esta ley también limita el uso del sistema de generación hasta un máximo del 200% del consumo anual de referencia del usuario.

El exceso de electricidad producido en un mes genera créditos a favor del consumidor-generador, los cuales podrá utilizar para reducir el pago de la factura del siguiente periodo. Los créditos tendrán un valor equivalente al precio de la electricidad ofertado por la empresa de suministro y podrán ser utilizados hasta por un tiempo de 12 meses.

Si transcurrido los 12 meses existieran créditos sin compensar, la empresa de suministro compensará económicamente por esos créditos al precio promedio del mercado mayorista de electricidad. Para el caso de Maryland, el periodo de 12 meses finaliza en el mes de Abril de cada año.

No se cobrarán cargos adicionales a los consumidores-generadores acogidos en el programa. El estado de Colorado también permite la modalidad de “Meter Aggregation” únicamente para clientes que usen el servicio de energía eléctrica para usos agrícolas, así como también para instituciones sin ánimo de lucro y gobiernos municipales o sus afiliados.

3.11.4 ESTADO DE NEW JERSEY

El estado de New Jersey promulgó su legislación de Balance Neto en el año 1999, en la cual se requería que las empresas de suministro eléctrico oferten servicios de Balance Neto a los clientes residenciales y pequeños comerciales. Desde esa fecha hasta la actualidad se han realizado significativos cambios a esta legislación, haciendo de New Jersey un estado modelo en cuanto a reglamentación de Balance Neto.

Esta ley aplica para que, los clientes de los sectores residenciales, comerciales, industriales, entidades públicas, agrícolas, entre otros, puedan conectar sistemas de generación eléctrica que utilicen tecnologías renovables tales como: solar térmica, fotovoltaica, eólica, desechos de vertederos, mareomotriz, biomasa, y otras. No hay límite para la potencia máxima permitida del equipo de generación, sin embargo, el mismo

deberá dimensionarse de manera que, la producción de energía eléctrica no exceda del consumo anual del sitio de la instalación (registro del año anterior a la instalación).

El generador-consumidor recibirá un crédito mes a mes por la energía excedente producida y vertida a la red. Dichos créditos serán compensados en la factura del siguiente mes al mismo costo de venta de la energía eléctrica al público, y de esta manera reducir el valor a pagar de la misma. Si al final del periodo anual existieran créditos sin utilizar, estos serán compensados económicamente a costos evitados²⁶.

La compensación de créditos se realiza en tiempo real, de acuerdo a una herramienta informática diseñada para el efecto. Adicionalmente, los consumidores-generadores podrán realizar acuerdos bilaterales con su empresa de suministro para la venta de la electricidad excedente (48).

3.12 DINAMARCA

El programa de Balance Neto en el territorio danés tiene sus orígenes en el año 1999 (49) y su beneficio radica en la excepción de pago del impuesto PSO²⁷ a los productores de electricidad privados (50). Parte de este impuesto lo constituye un recargo para el apoyo a las energías renovables.

El consumidor-generador que use todo o parte de la electricidad producida para sus propias necesidades tendrá una completa o parcial excepción de pago del PSO respectivamente. Esto ha permitido que el programa sea una opción atractiva para los hogares Daneses, ya que más del 50% del precio final de la electricidad en Dinamarca la constituye este impuesto, lo que da como resultado un considerable beneficio para aquellos clientes que se acojan en el programa de Balance Neto (15).

Se admite la conexión de sistemas de generación que utilicen tecnologías renovables, a excepción de aquellas que utilicen energía geotérmica. Todos los equipos de generación deben estar instalados en el lugar de consumo y los consumidores deben ser 100% dueños de dicha instalación. Los sistemas fotovoltaicos y eólicos son elegibles siempre y cuando estén instalados en el lugar de consumo o estén conectados a un sistema de suministro privado.

Aunque no se especifica una potencia máxima permitida, de esta dependerá la excepción en el pago total o parcial del PSO. Además, a partir de 6 kW de potencia de generación instalada se deberá pagar un peaje de producción (51).

En la siguiente tabla se revisarán las tecnologías y niveles de potencia que se acogen a dicha excepción.

²⁶ Costo evitado de la energía eléctrica es aquel en el que habría incurrido una empresa eléctrica, si esta hubiera suministrado la energía por sí mismo u obtenerla de otra fuente. Es el precio al cual una empresa eléctrica compra la producción de un generador cualificado.

²⁷ El PSO (Impuesto a los Servicios Públicos) fue creado para para apoyar y mantener las energías renovables en el territorio Danés y se paga en función del uso total o parcial de la energía producida para autoabastecer la demanda de un sitio. Por lo tanto, mientras mayor energía se produzca para autoconsumo, menor será el valor por PSO que se tendrá que pagar.

TECNOLOGIA	EXENTOS DEL PAGO TOTAL DEL PSO	PAGO PARCIAL DEL PSO*
Energía Solar	Hasta 50 kW	> 50 kW
Energía Eólica	Hasta 25 kW	> 25 kW
Otras tecnologías	Hasta 11 kW	> 11 kW
*El pago parcial equivale al cargo para el apoyo a las energías renovables.		

Tabla 3. Detalle de excepción de pagos del impuesto PSO en función de la tecnología y potencia a instalarse.

3.13 ITALIA

Desde el año 2009 se le asignó a la GSE²⁸ la administración del servicio de Net Metering o “Scambio Sul Posto” para todo el territorio italiano. Bajo este servicio, la electricidad generada por un consumidor-generador se puede utilizar para compensar la energía importada de la red, reduciendo así los costos de la factura eléctrica. GSE paga una contribución al cliente basado en la exportación e importación de electricidad realizada en un año determinado y a sus respectivos valores de mercado (52).

Sin embargo, la reforma 570/2012/R/efr modificó las condiciones de dicho programa, permitiendo únicamente la compensación de la energía importada más no la contribución económica. Existen otros programas diferentes que si compensan económicamente, tales como la tarifa “onnicomprensiva”, la venta de electricidad en el mercado libre, en el mercado “Ritiro Dedicato”, entre otros.

Si se exporta más energía de la que se importa, los consumidores recibirán créditos por este saldo positivo, el cual estará disponible por un tiempo ilimitado y poder ser usado para compensar futuras facturas con balance negativo, es decir, en aquellas que se ha consumido más electricidad que la producida (53). Los consumidores-generadores están obligados a pagar un cargo anual por punto de conexión, el cual permite cubrir los gastos administrativos del operador de red.

Se admite la conexión de sistemas de generación de hasta 200 kW que utilicen cualquier tipo de tecnología renovable, entre las que se mencionan: eólica, solar, geotérmica, biomasa, hidráulica, mareomotriz, entre otras. También se permite la conexión de sistemas de ciclo combinado (CHP) con el mismo nivel de potencia máxima, además de plantas híbridas siempre que el componente no renovable de generación no sobrepase el 5% (54). De acuerdo a la reglamentación del servicio, se requiere que la electricidad debe ser vertida y consumida de la red en un único punto de conexión, sin embargo, para aquellos municipios de menos de 20.000 habitantes este requerimiento no es exigido, pudiéndose verter energía de un punto y consumir desde otro o varios puntos.

²⁸ Gestore Servizi Energetici – Gestor de Servicios Energéticos

3.14 ANALISIS DE LAS EXPERIENCIAS ESTUDIADAS

Tomando como referencia lo indicado al inicio de este capítulo, muchas de las experiencias estudiadas han sido producto de las lecciones que han dejado dichas experiencias en otros países. En los EE.UU por ejemplo, muchas de las mejores prácticas han sido posibles gracias a que algunos estados comparten algunas características entre sí de sus políticas de Balance Neto (Freeing The Grid, 2013).

Estas experiencias o lecciones deberían ser consideradas como complemento en la elección y elaboración de un modelo de Balance Neto para un país determinado. Además, se hace necesario adaptar el futuro modelo al contexto del sector eléctrico del país de estudio, de tal forma de que el mismo cumpla con las normativas y regulaciones vigentes, así como también que no afecte los planes de inversión y objetivos propuestos para el sector.

Una primera aproximación a un modelo de Balance Neto es el análisis de la información recopilada de las experiencias estudiadas, información que servirá para encontrar características comunes de los aspectos más relevantes de esas experiencias. Los resultados obtenidos servirán de complemento, junto con la información del sector eléctrico ecuatoriano, para así obtener un modelo que se adapte a las necesidades de dicho país.

3.14.1 TIPO DE CONSUMIDOR Y/O USO DE LA ENERGIA

La gran mayoría de programas estudiados permiten a los clientes de los sectores residenciales, comerciales e industriales inscribirse y acogerse a un programa de Balance Neto (Véase ANEXO 1). En EE.UU se ha dado un paso más adelante, permitiendo también a las instituciones del sector público y al sector agrícola acogerse a los beneficios de este tipo de programas.

Sudáfrica clasifica a sus clientes en residenciales y no residenciales en función de su consumo promedio mensual de energía. Por otro lado, Filipinas permite que todos sus usuarios finales en redes de distribución se puedan acoger al programa, siempre que mantengan un buen historial de pagos en sus facturas eléctricas. Esta estrategia puede resultar de utilidad en países con altos índices de falta de pago de sus facturas eléctricas.

De las experiencias analizadas se puede deducir que no existe ningún factor que condicione la participación de un tipo de cliente en particular para los programas de Balance Neto. Sin embargo, es posible incluir restricciones a cierto grupo particular de clientes y/o usuarios de la electricidad con la finalidad de:

- Precautelar los intereses de la empresa de suministro eléctrico (reducir índices de falta de pago o pérdidas de electricidad, garantizar los ingresos económicos por la venta de energía, etc.).
- No afectar la planificación establecida por los organismos del sector eléctrico (inversiones, proyectos, etc.)

3.14.2 TECNOLOGÍAS DE GENERACION ADMISIBLES

Del total de experiencias analizadas, predominan aquellas tecnologías de generación de fuentes renovables (Véase ANEXO 2). Países como México y Sudáfrica también permiten incluir tecnologías no renovables, siempre que cumplan con los criterios de eficiencia establecidos.

Tecnologías como la eólica, solar o biomasa lideran las tecnologías elegibles en la mayoría de países. Sin embargo, la elección de la tecnología de generación también dependerá de la disponibilidad del recurso energético primario (agua, sol, viento, etc.), como es el caso de Brasil, Uruguay y Guatemala, que promueven la generación hidráulica aprovechando el recurso hídrico que disponen estos países.

El desarrollo y fomento de tecnologías de generación es también un factor a considerar. EE.UU es el único país de todos los estudiados que permite la conexión de tecnologías emergentes como las celdas de combustible o la mareomotriz.

Países como Tailandia, han incluido restricciones para el uso de ciertos sistemas de generación. Para el funcionamiento de las plantas de biogás únicamente será utilizado como combustible los residuos y desechos de procesos industriales y agrícolas.

De acuerdo al análisis realizado, se puede deducir que la elección de una u otras tecnologías de generación dependerá de los siguientes aspectos:

- Acceso a la tecnología(s) de generación (emergentes o tradicionales) en el país de implementación del programa. Esto incluye las políticas de incentivos e impuestos relacionadas con la adquisición de estas tecnologías.
- Disponibilidad del recurso energético para la generación de electricidad (recursos hídricos, radiación solar, vientos, material orgánico para biomasa, etc.).
- Políticas públicas y/o decisiones gubernamentales.

3.14.3 POTENCIA DE GENERACIÓN PERMITIDA

Hay una creciente tendencia hacia la no determinación de un límite en la capacidad de generación, en su lugar, se está tendiendo a permitir potencias ilimitadas, la cual está regulada por consideraciones técnicas (15). Al ser sistemas de Generación Distribuida, los equipos para Balance Neto deben ser dimensionados adecuadamente de acuerdo a algunos parámetros tales como: configuración de la red, distribución de la carga, variaciones de tensión permitidas, entre otros (55).

Sin embargo, también existen condiciones económicas que pueden incidir en la determinación de dicha potencia. En el año 2012, el Departamento de Estado de Puerto Rico decidió incrementar la potencia permitida de 1 MW hasta 5 MW, alegando que la mayoría de clientes comerciales e industriales tienen una demanda superior a 1 MW, insuficiente para acogerse a los beneficios del programa de Balance Neto de este país.

La potencia también puede ser limitada en función del uso de la energía y/o tipo de consumidor. Países como Puerto Rico, República Dominicana o México han incluido estas restricciones en sus programas de Balance Neto, probablemente para evitar que el margen de beneficios de las empresas de suministro eléctrico se vea afectado.

A continuación se muestra una tabla-resumen con los rangos de potencia en función del tipo de usuario de la electricidad. La información completa se puede revisar en el correspondiente anexo (Véase ANEXO 3)

#	PAIS	0 -100 kW	101 Kw-1 MW	1 MW-5 MW	5 MW-10MW	SIN LIMITE	OBSERVACION
1	Sudafrica	T	-	-	-	-	NINGUNA
2	Republica Dominicana	R	C-I	-	-	-	NINGUNA
3	Puerto Rico	R	-	C-I	-	-	La ley 103-2012 incrementó dicha potencia hasta los 5 MW.
4	Mexico	R-C	C	-	-	-	NINGUNA
5	Uruguay	T	-	-	-	-	NINGUNA
6	Guatemala	-	-	T	-	-	NINGUNA
7	Brasil	T	T	-	-	-	NINGUNA
8	Tailandia	-	-	-	T	-	NINGUNA
9	Filipinas	T	-	-	-	-	NINGUNA
10	Namibia	-	T	-	-	-	NINGUNA
11	EE.UU - Estado de California	-	T	-	-	-	10 MW UNICAMENTE PARA UN MAXIMO DE 3 BIODIGESTORES DE BIOGAS
12	EE.UU - Estado de Colorado	R	-	-	-	-	POTENCIA MAXIMA EN FUNCION DE LA DEMANDA ANUAL DEL SITIO DE INSTALACION
13	EE.UU - Estado de Maryland	-	-	T	-	-	POTENCIA MAXIMA EN FUNCION DE LA DEMANDA ANUAL DEL SITIO DE INSTALACION
14	EE.UU - Estado de New Jersey	-	-	-	-	T	POTENCIA MAXIMA EN FUNCION DE LA DEMANDA ANUAL DEL SITIO DE INSTALACION
15	Dinamarca	-	-	-	-	T	NINGUNA
16	Italia	-	T	-	-	-	NINGUNA

R=Usuario Residencial; C=Usuario Comercial; I=Usuario Industrial; T = Para todos los tipos de usuario

Tabla 4. Análisis de las potencias máximas admisibles

De acuerdo al gráfico anterior, se pueden deducir las siguientes conclusiones:

- De los programas que incluyen uso residencial de la energía, el 100% de ellos permiten una potencia de entre 0 a 100 kW.
- De los programas que incluyen uso comercial de la energía, el 67% de ellos permiten una potencia de entre 101 kW y 1 MW, mientras que el 33% restante permite una potencia de entre 1 MW y 5 MW.

- De los programas que incluyen uso industrial de la energía, el 50% de ellos permiten una potencia de entre 101 kW y 1 MW, mientras que el 50% restante permite una potencia de 1MW a 5 MW.
- Aquellos programas que no tienen discriminación de potencia en función del uso de la energía, permiten en mayor porcentaje potencias comprendidas entre 0 y 1 MW. En menor proporción permiten potencias de entre 1 – 10 MW.
- Solo el 15% de las experiencias analizadas no establecen límites de potencia.

De acuerdo a lo observado en las experiencias internacionales, se puede decir que el límite de potencia de generación aplicable a un modelo de balance neto depende de:

- Características técnicas del sistema eléctrico del país de implementación. Aquí se incluyen aspectos como: configuración de la red, distribución de la demanda, entre otros.
- Intereses comerciales de las empresas de suministro eléctrico (reducción de las ganancias)
- Fomentar el autoconsumo por encima de verter los excedentes a la red.
- Políticas públicas y/o decisiones gubernamentales.

3.14.4 MECANISMO DE COMPENSACION POR LA ENERGIA EXCEDENTE

De acuerdo a lo indicado en el capítulo 1, existen varios tipos de Balance Neto los cuales están diferenciados en función de la forma de compensación por la energía excedente que se produce y vierte a la red. De la información recopilada se clasificara cada una de las experiencias en función al tipo de Balance Neto que pertenezcan, para posteriormente, realizar una segunda clasificación en función de la vigencia de los créditos para los casos que corresponda (Véase ANEXO 4).

Según el tipo de Balance Neto, las experiencias quedan clasificadas de la siguiente manera:

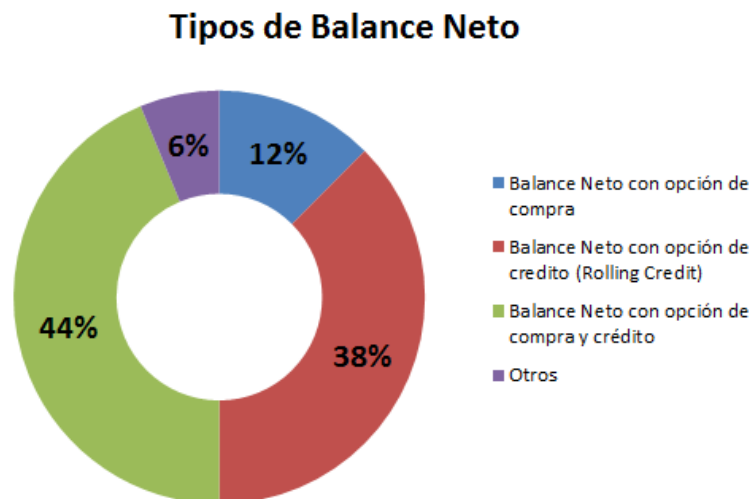


Figura 15. Análisis del tipo de Balance Neto

De aquellas experiencias con opción de crédito o mixtas (crédito y compra), en función del tiempo de vigencia de los créditos quedan clasificadas de la siguiente manera.

Tiempo de validez de los créditos de compensación

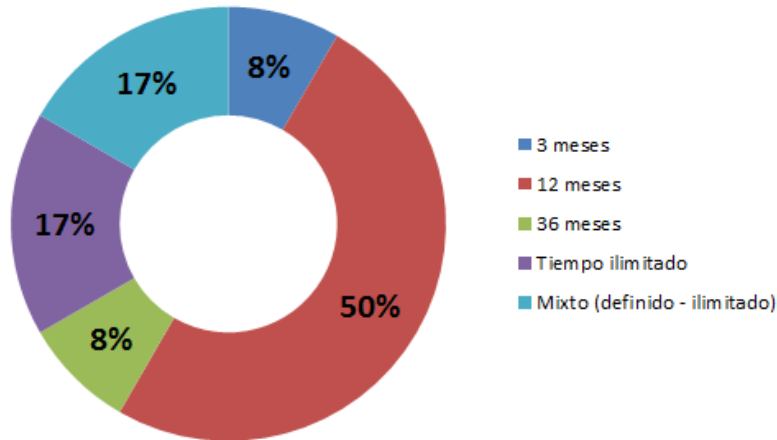


Figura 16. Análisis del tiempo de validez de los créditos de compensación.

Según la Figura 15, el 44% de las experiencias se encuentran dentro del tipo de Balance Neto con opción de compra y crédito, mientras que un 38% de las mismas se encuentran dentro del tipo de opción de crédito (Rolling crédito). Apenas el 12% dispone de Balance Neto con opción de compra y un 6% de otros tipos de mecanismos no contemplados en la clasificación.

Países como República Dominicana, Puerto Rico o los EE.UU utilizan programas de Balance Neto con opción de compra y crédito. Países como Italia, México o Brasil únicamente utilizan la opción de crédito como forma de compensación.

Del total de experiencias con opción de créditos con mecanismo de compensación, el 50% de las mismas estableció en 12 meses el tiempo de vigencia de los créditos, mientras que el 17% estableció un tiempo ilimitado de vigencia de los mismos. Otro 17% estableció una combinación mixta (Definido – Ilimitado), por ejemplo, el caso de algunos de los estados en los EE.UU. En menor porcentaje otros países tienen tiempos diferentes de vigencia a los mencionados.

Namibia e Italia son dos de los países en los cuales los créditos tienen un tiempo ilimitado de vigencia.

En resumen se puede deducir que el tipo de Balance Neto y la vigencia de los créditos quedarán condicionados a lo siguiente:

- El mecanismo de compensación dependerá de la disponibilidad de financiación de cada uno de los gobiernos. La opción de compra requerirá de una partida presupuestaria definida para el efecto, mientras que la opción de créditos no

requiere de financiación para la compensación, ya que el estado no realizará ningún pago por esta energía.

- La vigencia de los créditos podría estar ligada a no afectar los intereses económicos de las empresas de suministro. Mientras menos tiempo de vigencia tengan los créditos, los usuarios se verán obligados a adquirir energía de la red con más frecuencia.

3.14.5 CARGOS Y/O IMPUESTOS ADICIONALES

Es difícil determinar un comportamiento común en cuanto a impuestos y/o cargos adicionales que se cobran para acogerse a un programa de balance neto (Véase ANEXO 5). Por ejemplo, en algunos estados en los EEUU no se cobra ningún impuesto o cargo adicional por acogerse al programa, lo que permite incentivar la conexión de este tipo de sistemas.

Por otra parte, Italia cobra únicamente un costo de conexión, necesario para cubrir los costos administrativos del operador de red. Tailandia tiene un cargo similar, pero por el uso de las redes de distribución cuando se importa energía de la red.

Muchos países calculan sus cargos en función de la tarifa que disponga el futuro consumidor-generador. Uruguay, República Dominicana, Puerto Rico y Guatemala son algunos de los países que calculan sus cargos en función de esta característica. Dinamarca ha establecido un peaje de producción para aquellas generadoras de más de 6 kW.

En resumen, de acuerdo a las experiencias analizadas, la imposición de cargos y/o impuestos podría depender de los siguientes factores:

- Políticas de incentivos para acogerse a programas de Balance Neto
- Política de impuestos de cada país.
- Normativa y reglamentaciones para el cálculo de precios de electricidad. Costo de peajes por acceso a las redes de transporte y distribución.
- Proteger los intereses comerciales y/o utilidades económicas de las empresas de suministro eléctrico.

4. SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

4.1 ANTECEDENTES

La Republica del Ecuador es un país de América del Sur que posee una extensión territorial de 256.370 Km² y en el cual habitan más de dieciséis millones de habitantes²⁹. Al ser un país atravesado por la cordillera de los Andes, posee tres regiones claramente definidas: Costa, Sierra y Amazonia. A estas regiones se suma el Archipiélago de Galápagos, compuesto por cerca de un centenar de islas, siendo cuatro de ellas habitadas.



Figura 17. Ubicación geográfica de la República del Ecuador. Fuente: Wikipedia

De acuerdo al último censo de población y vivienda realizado en el 2010, existían un total de 3.748.919 viviendas habitadas con personas presentes, con un promedio de ocupación de 4 habitantes por vivienda. La cobertura eléctrica nacional se encuentra en el 95,41% (Véase ANEXO 6).

4.2 ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (anteriormente Ministerio de Energía y Minas) es la entidad pública encargada del sector eléctrico y de las energías renovables en todo el territorio ecuatoriano. Creada en el año 2007, el MEER es responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativas, planes de desarrollo y políticas sectoriales encaminadas a un aprovechamiento eficiente de los recursos existentes (56).

Como parte de su estructura administrativa, el MEER cuenta con varias entidades adscritas encargadas de las diferentes actividades relacionadas al sector (Véase ANEXO 7). Algunas de ellas cumplen actividades de control y regulación, mientras que otras son

²⁹ Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos del Ecuador – INEC.

las diferentes empresas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica³⁰ ubicadas en distintos puntos del país.

4.3 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

De acuerdo al Art. 1 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano (LRSE)³¹, el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional, por lo tanto, es el estado el encargado de satisfacer de forma directa o indirecta las necesidades de energía eléctrica del país. De la misma manera, el Art. 2 de la misma ley establece que el estado es el titular de la propiedad de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Cuando la demanda del servicio eléctrico no puede ser cubierta por las empresas públicas, se permite la intervención de empresas privadas siempre que estas cumplan con lo establecido por el MEER y sus entidades adscritas (57).

El Centro Nacional de Control de la Energía CENACE se encarga de la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ecuatoriano (58). Por lo tanto, esta entidad cumple las funciones de Operador del Mercado y del Sistema de forma simultánea, situación diferente a la que ocurre en el mercado eléctrico español, en donde ambos entes son independientes entre sí.

El MEM se encuentra constituido por los llamados *agentes*³², los cuales son todos los generadores, distribuidores y grandes consumidores que se encuentran incorporados al Sistema Nacional Interconectado (SNI). Este mercado corresponde con el *modelo de mercado de competencia mayorista*, uno de los 4 planteados por Sally Hunt (2002), en el cual las empresas distribuidoras compran la energía eléctrica consumida por sus clientes directamente a las empresas generadoras a través de un mercado mayorista de electricidad o *wholesale market* (59).

³⁰ TRANSELECTRIC EP es una de las unidades de negocio de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y es la única responsable de la operación del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), que incluye torres y líneas de transmisión.

³¹ Promulgada en Octubre de 1996.

³² Empresas públicas o privadas

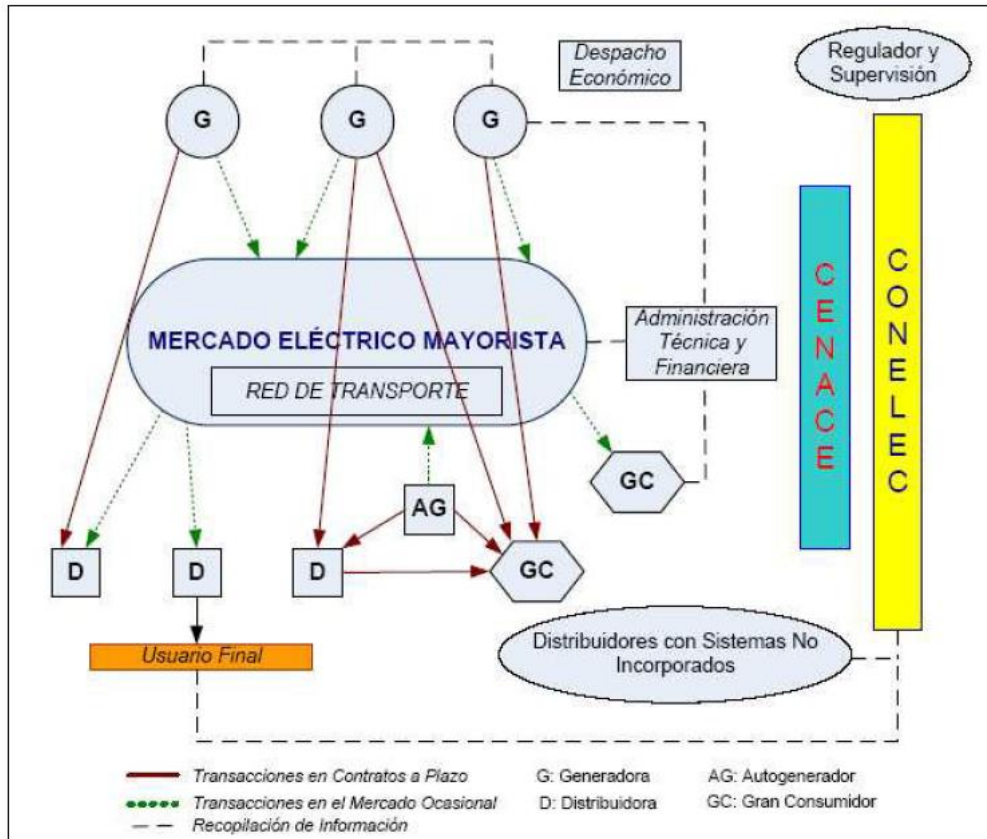


Figura 18. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano. Fuente: CONELEC

De acuerdo a la LRSE, las transacciones que se permiten realizar en el MEM son:

- Ventas en el mercado ocasional
- Contratos a plazo
- Transacciones de exportación o importación de energía y potencia con países vecinos (Colombia y Perú).

En la primera, los generadores podrán vender y comprar energía en el mercado ocasional, mientras que las empresas de distribución y los grandes consumidores únicamente podrán comprar en este mercado. El CENACE informará a todos los que intervengan en el mercado, el precio de la energía para cada periodo horario, determinado como el costo marginal horario³³. A este precio se le incluye un cargo denominado “cargo de capacidad o potencia, además de un costo por las pérdidas del SNI.

Los contratos a plazo son los que libremente o mediante concurso público³⁴ se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del CENACE.

³³ Es el precio de corte de las curvas de oferta y demanda agregadas.

³⁴ Equivalente a las subastas públicas realizadas en territorio español.

4.4 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

A continuación revisaremos algunos de los principales indicadores relacionados al sector energía en el país. Inicialmente revisaremos indicadores a nivel regional, es decir, la situación de Ecuador en comparación con otros países de la región (Argentina, Chile, Perú, Bolivia, Paraguay, Uruguay, Brasil, Venezuela y Colombia) (60). Posteriormente se mostrarán indicadores a nivel país, tales como: Demanda, potencia nominal instalada, producción de energía eléctrica, entre otros.

4.4.1 CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA

Se define como el promedio de energía anual por habitante y se determina mediante la relación entre el consumo total de energía y el número total de habitantes. Se expresa mediante la unidad kWh/por habitante.

Ecuador se ubica en el segundo lugar de los países con menor consumo per cápita en relación a los países de la región, con un consumo de 1.038,19 kWh/por habitante al año 2011 (Véase ANEXO 8)

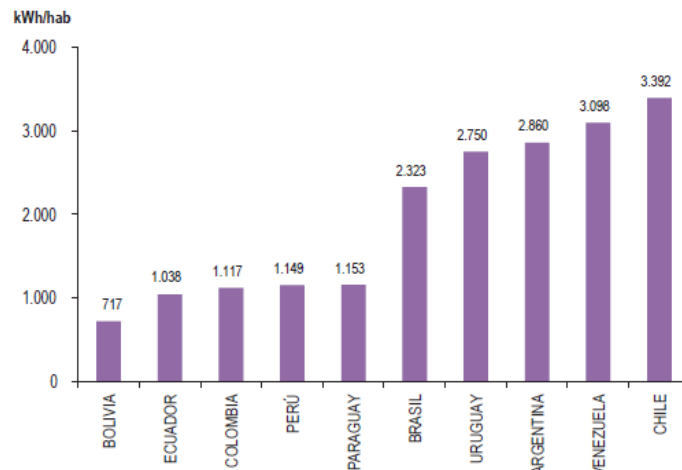


Figura 19. Consumo per cápita (kWh/hab.), año 2011. Fuente: CONELEC, OLADE, CEPAL

4.4.2 PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA

El precio medio de energía eléctrica es el valor que pagan los consumidores finales a su proveedor, se calcula como el cociente entre el valor monetario por consumo y la magnitud física de energía eléctrica, su unidad es USD ¢/kWh.

Debido a que la modalidad de Balance Neto esta mayormente enfocada al sector residencial o doméstico, únicamente se mostrará la comparativa regional de precios de la electricidad para uso residencial. Los precios de la electricidad para uso comercial e industrial se podrán revisar en los anexos correspondientes (Véase ANEXO 9).



Figura 20. Precios medios de energía eléctrica para uso residencial, año 2011. Fuente: OLADE

Con respecto a los países de la región, Ecuador ocupa el quinto lugar de los países con el precio más bajo de la electricidad para uso residencial (9,42 USD/kWh) al año 2011. Este precio representa un incremento con respecto al 2010 del 2,2% (Véase ANEXO 9).

4.4.3 DEMANDA

Al año 2012, la demanda coincidente en bornes de generación³⁵ era de 3,21 GW, un 5,25% mayor a la demanda registrado en el año 2011 (3,05%). En el periodo 2003-2012 el crecimiento fue de un 44,39%, es decir, un promedio anual de 4,44%. La demanda máxima en subestaciones de entrega³⁶ al 2012 era de 3,07 GW, un 5,58% mayor en comparación con la registrada en el 2011.

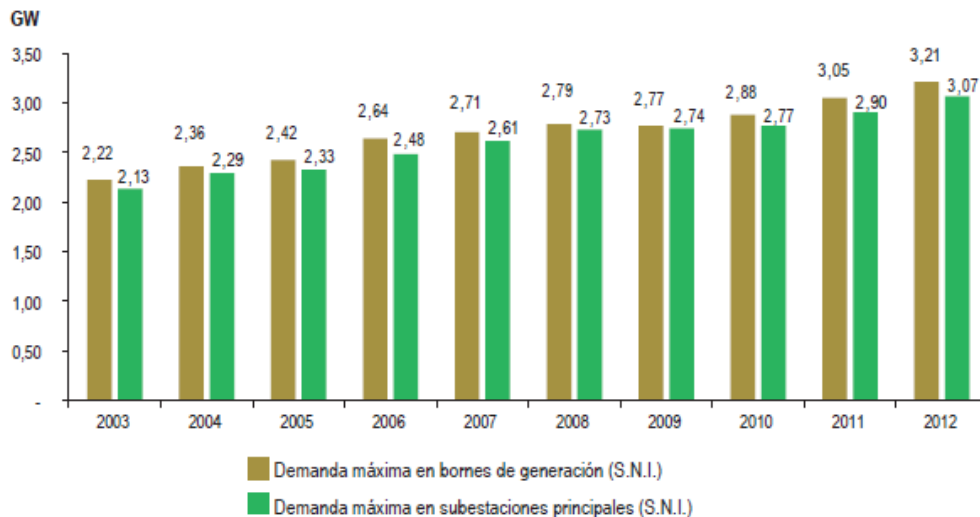


Figura 21. Evolución de la demanda en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) – Periodo 2003-2012. Fuente: CONELEC.

³⁵ Sumatoria de la demandas máximas coincidentes de cada mes, medidas a la salida de las centrales de generación.

³⁶ Sumatoria de las demandas máximas coincidentes de cada uno de los sistemas de distribución conectados al Sistema Nacional Interconectado.

4.4.4 POTENCIA EFECTICA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGIA

El parque de generación eléctrica ecuatoriano está compuesto por una variedad de tecnologías, sobre todo centrales hidráulicas y térmicas. A partir del año 2004 se empiezan a incorporar centrales de biomasa y en los años subsiguientes, parques fotovoltaicos y eólicos de baja potencia. Al año 2012, la potencia efectiva instalada llegaba a las 5.062,95 MW, de los cuales 2.236.62 MW son de generación hidráulica y 2.730,44 MW de generación térmica, equivalente al 98% del total de generación. El restante 2% corresponden a las centrales de biomasa, fotovoltaica y eólica respectivamente (Véase ANEXO 10).

En el siguiente grafico se observa la proporción de tecnologías de generación en el sector eléctrico ecuatoriano.

TECNOLOGIA	POTENCIA (MW)	%
Hidráulica	2236.62	44.176
Biomasa	93.4	1.845
Eólica	2.4	0.047
Solar	0.08	0.002
Térmica	2730.44	53.930
TOTAL	5062.94	100.000

Tabla 5. Potencia efectiva instalada por tecnologías – año 2012. Fuente: CONELEC

4.4.5 PRODUCCION Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

La energía eléctrica producida en el territorio ecuatoriano es responsabilidad de diversos tipos de empresas, entre las que tenemos:

- *Empresa generadora.*- es la titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación. Esta empresa puede entregar el total o parte de su producción al SNI, en un sistema aislado de transporte o en una red de distribución.
- *Empresa distribuidora.*- es la titular de una concesión o que por mandato asume la obligación de prestar el servicio público de suministro de energía eléctrica a los consumidores finales, dentro de su área de concesión.
- *Empresa autogeneradora.*- es la que independientemente produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del MEM.

Además de las mencionadas, la electricidad suele obtenerse a través de la importación de energía eléctrica mediante la compra de la misma a países vecinos como Colombia y Perú.

La producción anual de energía eléctrica a nivel nacional del año 2013 fue de más de 23.000 GWh, de los cuales un 49% fueron de generación térmica³⁷ y un 46% de generación hidráulica. El restante 5% corresponde al aporte de las centrales de generación renovable y de las interconexiones (compra de energía) con los países vecinos (Véase ANEXO 11)

Por otra parte, la demanda anual de energía eléctrica a nivel nacional del año 2013 fue de un poco más de 17.000 GWh, de los cuales un 34% corresponde a energía para uso residencial, un 22% para uso comercial y un 29% para uso industrial. El 15% restante corresponde a aquella energía utilizada en alumbrado público y otros usos (Véase ANEXO 11).

Demanda de energía eléctrica por sectores - año 2013 (GWh)

■ Residencial
 ■ Comercial
 ■ Industrial
 ■ Alumbrado público y otros

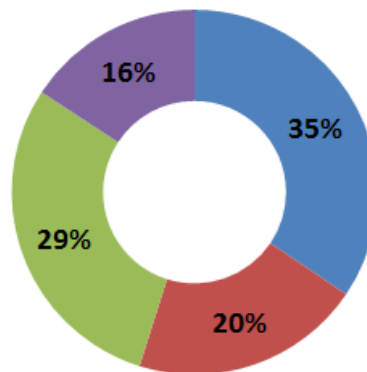


Figura 22. Demanda de energía eléctrica por sectores – año 2013. Fuente: CONELEC

4.5 ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

De acuerdo al reglamento de tarifas emitido por el CONELEC, los precios de la electricidad deberán cubrir los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD), este último es un costo asignado a la actividad de distribución de una empresa eficiente sobre la base de procedimientos internacionales (61).

³⁷ Compuesto por centrales de turbogas, turbovapor y centrales con MCI (Maquinas de combustión interna)

Precio Referencial de Generación (PRG)	Costos medios del Sistema de Transmisión	Valor Agregado de Distribución (VAD)
<ul style="list-style-type: none"> • Promedio ponderado de los costos marginales de generación a corto plazo • Componente de capacidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión • Depreciación • Administración • Operación • Mantenimiento • Perdas 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos a asociados al consumidor • Perdas técnicas medias de potencia y energía. • Costos de inversión, operación y mantenimiento. • Costos de expansión, operación y mantenimiento del alumbrado público.

Figura 23. Costos necesarios para la determinación de las tarifas eléctricas en el Ecuador. Fuente: (61)

Las tarifas al consumidor final serán estacionales y en función de los cargos variables se estructurarán como:

- *Monomias*.- son aquellas que tienen un cargo por energía
- *Monomias horarias*.- son aquellas que tienen tres cargos por energía: en periodo de punta, en periodo de demanda media y en periodo de base.
- *Binomias*.- son aquellas que tienen un cargo por potencia y un cargo por energía
- *Binomias horarias*.- son aquellas que tienen tres cargos por potencia y energía, dependiendo de los periodos (punta, demanda media y base).

El cargo por energía es básicamente la cantidad de energía consumida expresada en USD/kWh, mientras que el cargo por potencia está en función de la demanda facturable y se expresa en USD/kW. Los precios que se pagan por cada kWh dependerán del nivel de consumo de electricidad que tenga el usuario (Véase ANEXO 12).

A todas las tarifas se les debe incluir un cargo por comercialización el cual permite cubrir los gastos administrativos de dicha actividad, y se expresa en USD/consumidor (62).

Además de los cargos antes mencionados, la factura del servicio eléctrico consta de los siguientes cargos adicionales:

- *Subsidio consumo*.- aplica a todos los clientes residenciales con consumos superiores a 110 y 130 kWh en la región Sierra y Costa respectivamente. Corresponde a la suma del 10% del valor por cargo de energía más el 10% del valor del cargo por comercialización.
- *Alumbrado público*.- valor a pagar para mantener los servicios de alumbrado público que brindan las empresas de suministro. Se calcula en función del grado de utilización del servicio y de la tarifa que tenga contratada el usuario (63).
- *Tasa de recolección de basura*.- cargo destinado para mantener los servicios de recolección de basura en los municipios. Se calcula en función del nivel de consumo de energía eléctrica y varía en función de la ciudad donde se aplique.

- *Contribución al cuerpo de bomberos.*- cargo destinado para mantener los servicios de los cuerpos de bomberos en los municipios. Se calcula en función del tipo de usuario de la electricidad y varía de entre 0,5% al 6% del salario mínimo unificado (64).

Los servicios de energía eléctrica en el Ecuador no gravan impuesto al valor agregado IVA.

En las siguientes gráficas se mostraran los múltiples cargos que componen la factura eléctrica de un cliente residencial y comercial con demanda.

Estructura de la factura electrica - Cliente Residencial

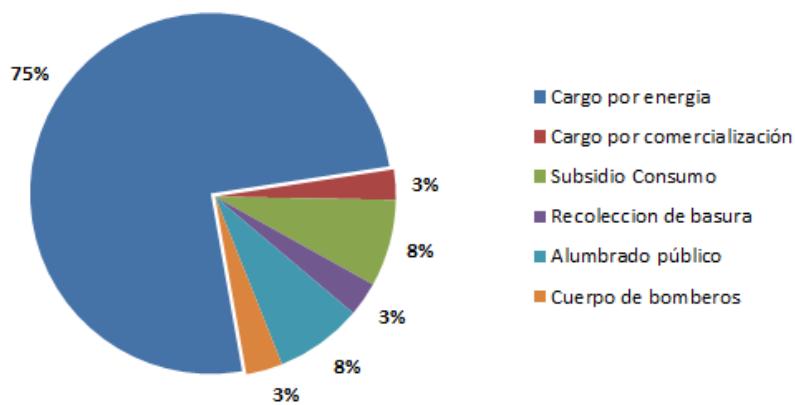


Figura 24. Estructura de la factura eléctrica para un cliente residencial

Estructura de la factura electrica - Cliente Comercial con demanda

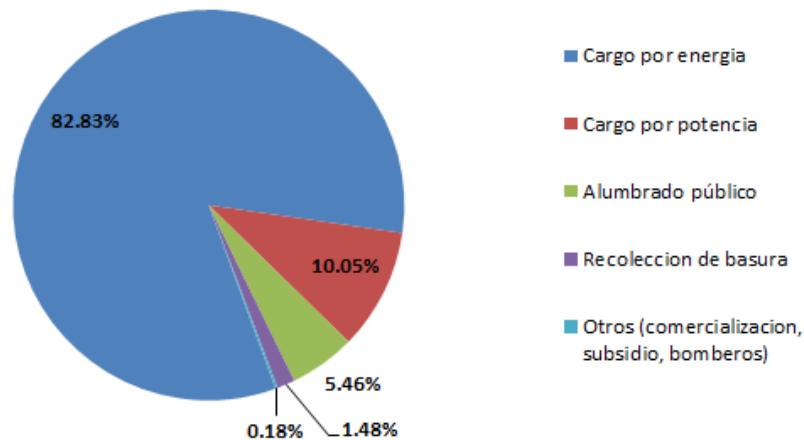


Figura 25. Estructura de la factura para un cliente comercial con demanda

4.6 POLITICAS DE APOYO A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA CON ENERGIAS RENOVABLES

Las políticas sobre energías renovables en el Ecuador no son de reciente promulgación. Desde el año 1996, se tiene registro de las primeras leyes y regulaciones que incluían a las energías renovables como fuente de energía eléctrica para el sistema eléctrico nacional. A partir de esa fecha se han ido promulgando nuevas regulaciones y derogando otras, para así adaptarlas al contexto vigente del sector.

A pesar de que el 46% de la producción energética nacional proviene de generación hidráulica, se hace necesario incrementar el aporte de otras tecnologías renovables en el mix energético, para así reducir el aporte de las centrales térmicas, que aun predominan la generación con un 54% del total de producción nacional.

A continuación se mostrarán algunas de las leyes, reglamentos y/o regulaciones más importantes emitidas por el CONELEC relacionadas al fomento e incentivo de las energías renovables en Ecuador, así como también la inclusión de generadores privados en el sistema eléctrico nacional.

4.5.1 LEY DEL RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO (LRSE)

Promulgada en Octubre de 1996, regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el Ecuador. Entre otras cosas, esta ley permitió a inversionistas nacionales o extranjeros participar en nuevos proyectos de generación³⁸, además de facilitar el acceso a centrales de generación menores o iguales a 50 MW solicitando únicamente un permiso de concesión³⁹.

4.5.2 MANDATO CONSTITUYENTE #15

Expedida en Julio del 2008, establece la tarifa o precio único de la electricidad aplicable a todas las empresas de distribución del país. Las diferencias entre los costos de generación, transmisión y distribución producto de la aplicación de este mandato serán cubiertos por el Ministerio de Finanzas a través de presupuestos pertinentes (65).

4.5.3 REGULACIÓN CONELEC 001/14

Aprobada en Enero del 2014, establece las condiciones técnicas y económicas para la participación de autogeneradores en el sector eléctrico (66). El artículo 30 de la LRSE permite la construcción y operación de centrales de generación que se destinen a la autogeneración, siempre que su capacidad sea de 50 MW o menos. Para el CONELEC, un autogenerador es una sociedad anónima que produce energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo tener eventualmente excedentes que pueden ser puestos a disposición del sector eléctrico ecuatoriano.

Los autogeneradores podrán utilizar cualquier tipo de tecnología de generación, sea renovable o no, sin embargo, los primeros podrán acogerse a los beneficios de la

³⁸ Art. 29 de la LRSE

³⁹ Art. 30 de la LRSE

regulación 001/13 relacionada a este tipo de generadores. El tiempo de concesión para los autogeneradores será en función del tipo de tecnología de generación utilizada (Véase ANEXO 13).

La regulación 001/14 determina dos tipos de autogeneradores: los de tipo A y B, los primeros son aquellos en los cuales las instalaciones de generación y de consumo propio se encuentran físicamente conectadas, sincronizadas con la red y disponen de un solo punto de conexión y medición con las redes de distribución o transporte.

Por el contrario, los autogeneradores del tipo B tienen sus instalaciones de generación y consumo propio separadas y requieren de redes (transporte o distribución) para el autoabastecimiento eléctrico. Dadas las circunstancias de la instalación, disponen de puntos de conexión y medición individuales para la generación y el consumo propio.

4.5.4 REGULACIÓN CONELEC 001/13

Establece el tratamiento para la participación de generadores, con energías renovables no convencionales⁴⁰ en el Sector Eléctrico Ecuatoriano (67). Entre otras cosas, se establecen los requisitos que deben cumplir los interesados en participar con proyectos de generación, así como también los precios que se reconocerán a estos proyectos durante el periodo de operación por la energía medida en el punto de entrega.

Esta regulación ha reemplazado a otras similares ya derogadas, tales como la regulación CONELEC 004/11, 009/06, 004/04, entre otras. La diferencia de todas estas radica en la reducción de las tecnologías de generación permitidas, así como también en los precios que se reconocen por cada kWh vertido a la red.

Aprobada en Mayo del 2013, esta regulación ha sido el referente en cuanto al acceso de inversión privada al sector de generación eléctrica en el país. Sin embargo, recientemente se aprobó una reforma a esta regulación⁴¹, en la cual se reducen las tecnologías de generación permitidas, así como también se hace una revisión a los precios que se reconocerán por la energía producida por dichas tecnologías.

En el siguiente gráfico se puede apreciar el efecto que ha tenido esta normativa en los precios de la energía y en los tipos de tecnología permitidas para la producción de energía eléctrica.

⁴⁰ Centrales que utilizan para su generación recursos energéticos capaz de renovarse ilimitadamente (sol, viento, agua, etc.).

⁴¹ Regulación 001/13 aprobada mediante resolución el 13 de Marzo del 2014.

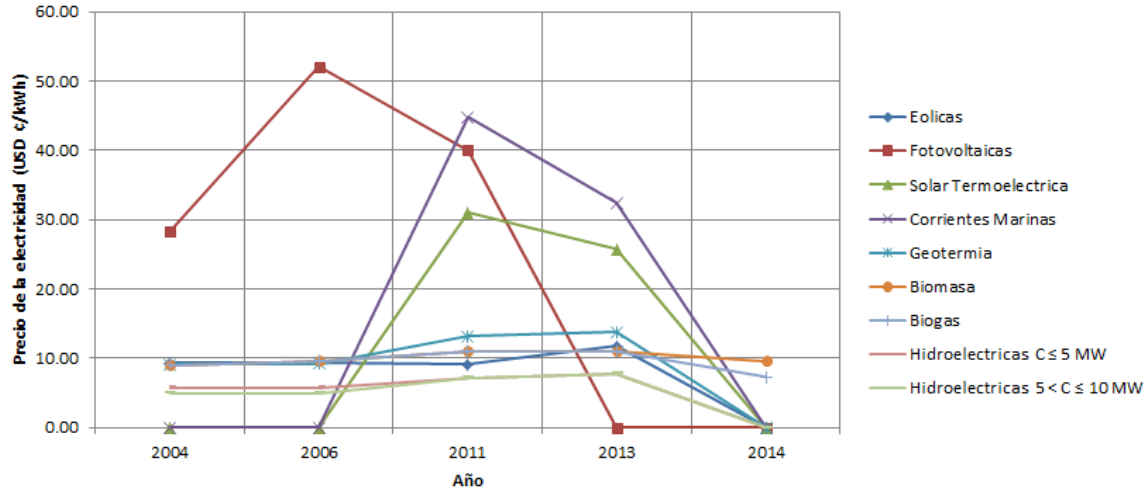


Figura 26. Evolución de los precios por la energía renovable producida por fuentes renovables – Periodo 2004 – 2014. Fuente: CONELEC

Es notoria la reducción que han sufrido los precios que se pagaban a los productores con energías renovables. Destaca la abrupta variación de los precios de la fotovoltaica, pasando de 28,30 USD ¢/kWh en 2004, 52,04 USD ¢/kWh en 2006 para finalmente terminar retirada de las tecnologías permitidas en el año 2013. Las tecnologías de biomasa, biogás e hidráulica han mantenido precios estables durante ese periodo y en la actualidad son las únicas autorizadas a operar bajo lo indicado en esta regulación.

En el anexo (Véase ANEXO 14) se pueden encontrar tablas con los datos de variación de precios, así como también de la reducción de las potencias máximas permitidas de la generación durante la vigencia de esta y las otras regulaciones.

4.5.5 REGULACIÓN CONELEC 002/13

Esta regulación determina el procedimiento que deben cumplir los proyectos de generación con energías renovables menores a 1 MW, para obtener el registro ante el CONELEC, así como también los aspectos comerciales, técnicos y de control que involucran a estos proyectos (68). Esta regulación se encuentra vigente en la actualidad.

El registro no es más que un contrato con los términos y condiciones necesarias para ejercer la actividad de generación. Esta regulación admite todas las tecnologías de generación que utilicen fuentes renovables no convencionales, siempre que la capacidad nominal instalada sea menor a 1 MW.

4.5.6 RESOLUCIÓN CONELEC 022/11

Emitida en Abril del 2011, permite determinar la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación (69). Aplica para todos los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada, a los que usen energías renovables y que se acojan a la regulación pertinente, y a los proyectos de autogeneración desarrollados por la iniciativa privada.

Entre los aspectos considerados para determinar el plazo de los proyectos tenemos:

- Tecnología utilizada para la generación
- Capacidad de potencia a ser instalada.
- Vida útil de los proyectos.
- Precios de venta de la energía
- Entre otros

Para la determinación de los precios referenciales de los proyectos se consideran algunos de estos aspectos:

- Plazo en años del título habilitante
- Costos de inversión
- Costos de administración, operación y mantenimiento
- Tasa de descuento.

Todas las leyes, mandatos, regulaciones y/o resoluciones detalladas anteriormente se encuentran en vigencia en la actualidad, por lo que la información, cifras y/o estadísticas serán de utilidad para poder establecer un modelo de Balance Neto adaptado al contexto actual del sector eléctrico del país.

4.7 POTENCIAL ENERGETICO RENOVABLE EN EL ECUADOR

Por su ubicación y características geográficas, Ecuador es un país con un elevado potencial para la producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables. Por muchos años únicamente se ha aprovechado la energía hidráulica gracias a la cuenca hidrográfica del Amazonas. El Ecuador es considerado el país con más ríos por metro cuadrado del mundo (70).

A partir del 2008, se dan los primeros pasos para aprovechar este potencial y favorecer la producción de energía eléctrica con otras tecnologías renovables distintas a la hidráulica. En el año 2008, el CONELEC publica el *“Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”* (71), con el fin de impulsar el uso masivo de la energía solar como fuente energética de calefacción y energía eléctrica.

Siguiendo la misma línea, en el año 2013, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER publica el *“Atlas Eólico del Ecuador”* (72), como una herramienta adicional para identificar las zonas de alto potencial para la inversión pública y privada en generación eólica en el país.

De acuerdo a la información existente en el Atlas Solar, en el Ecuador existe una radiación global promedio de 4.57 kWh/m²/día, cuyo valor puede variar entre un 30% al 40% dependiendo de la ubicación del emplazamiento (73). Además de los indicados, para estimar la producción de energía eléctrica se requiere de valores tales como: orientación e inclinación de los paneles, estudio de sombras, temperatura ambiente, etc.

Por otra parte, el Atlas Eólico del Ecuador es más detallado en cuanto a producción de energía eléctrica. Este documento indica que en el Ecuador existe un potencial disponible bruto de 1670 MW y un potencial factible a corto plazo de 884 MW de generación eólica que podría instalarse. Para el cálculo del potencial bruto total se consideraron todos los

sitios bajo 3500 m.s.n.m con velocidades mayores a 7 m/s, mientras que para el potencial factible se consideró, adicional a las mencionadas anteriormente, que los sitios de instalación estén a una distancia menor o igual a 10 Km de la red eléctrica y carreteras.

En el ANEXO 15 se puede encontrar un extracto de ambos documentos con más información de los datos mencionados. Los documentos completos son de libre acceso y se pueden descargar en las direcciones electrónicas mencionadas en la bibliografía.

5. UN MODELO DE BALANCE NETO PARA ECUADOR

El modelo económico/comercial de Balance Neto propuesto para Ecuador será escogido tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Marco regulatorio actual y sistema de apoyos a las energías renovables en el Ecuador
- Experiencias internacionales.
- Modelo de Referencia IREC

En cuanto a lo relacionado al marco regulatorio, la propuesta de Balance Neto deberá mantener los lineamientos de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico y de las regulaciones vigentes relacionadas con la generación con fuentes renovables. Además de las normas antes mencionadas, la propuesta ira de la mano con los objetivos planteados en el Plan Nacional del Buen Vivir.

5.1 ASPECTOS COMPATIBLES Y NO COMPATIBLES DEL MARCO REGULATORIO

Tal y como se vio en el capítulo 4, la reglamentación actual vigente en el Ecuador fomenta la producción de electricidad con fuentes renovables y la autogeneración. Sin embargo, algunos aspectos de estos reglamentos no son compatibles con las características básicas de un programa de Balance Neto.

El análisis de la reglamentación vigente nos permitirá tener una idea acerca de las tendencias y preferencias del gobierno ecuatoriano en materia de generación renovable.

A continuación se mostrara una tabla con los aspectos compatibles y no compatibles de la reglamentación vigente.

Aspectos compatibles

- La política actual promueve la producción y uso eficiente de la electricidad
- Beneficia mayormente a aquellos que inviertan en tecnologías con fuentes renovables.
- Para generadores menores a 1 MW el proceso de calificación es sencillo y agil.
- Recientemente se elaboro la normativa tecnica para la conexión de sistemas fotovoltaicos de potencia inferior a 100 kW.
- Actualmente existen programas encaminados al uso eficiente de la electricidad como lo son: sustitucion de refrigeradores, uso de cocinas de inducción, entre otros.

Aspectos no compatibles

- Únicamente se permite la participación de empresas o personas jurídicas.
- No se considera autoconsumo a los consumos de clientes residenciales.
- Reducción de las tecnologías y potencias admisibles para la generación privada.
- Disminución de los precios de la energía renovable producida por fuentes renovables.
- Limitación en la cantidad de energía que se puede verter a la red por parte de un autogenerador.
- Cupo de potencia limitado para cada empresa de suministro eléctrico.
- Centrales de potencia menor a 1 MW no tienen preferencia de despacho a la red.

Un borrador de la nueva Ley del Sector Eléctrico fue remitido a la Asamblea Constituyente en Marzo del 2014 y entre lo más destacable de este documento se encuentra la exoneración en el pago de aranceles, impuestos adicionales y gravámenes que afecten a la importación de materiales y equipos no producidos en el país, para la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras.

5.2 MODELO DE REFERENCIA

Mucha de la información de las experiencias internacionales estudiadas en el capítulo 2 no menciona algún documento de referencia o guía para la elaboración de los programas de Balance Neto aplicados en dichos países. Al ser un tema de reciente interés (a excepción de los EE.UU) es poca la información disponible que permita conocer los aspectos más importantes para elaborar un modelo comercial/económico de Balance Neto ajustado a las necesidades de un determinado lugar, y que sobre todo, sea exitoso.

Algunos estudios sobre el tema (15) (44), han utilizado como documento guía el llamado IREC⁴² MODEL NET METERING RULES o Modelo IREC de Reglamento de Balance Neto (74). Desde su primera edición en 2003, este documento ha recopilado las mejores prácticas y experiencias de los programas de Balance Neto implementados en los diferentes estados en los EE.UU.

5.2.1 ASPECTOS GENERALES

Todas las empresas de suministro eléctrico deberán ofrecer el servicio de Balance Neto a todos los clientes que dispongan de sistemas generación con fuentes renovables. De la misma manera, se deberá permitir la interconexión de estos equipos siempre que cumplan con lo establecido en los reglamentos de interconexión vigentes.

Para acogerse a los beneficios del programa, el futuro cliente deberá disponer de un contrato vigente con la empresa de suministro eléctrico.

5.2.2 CARACTERÍSTICAS RELEVANTES

En función de las características analizadas en el capítulo 3, el modelo IREC de Balance Neto recomienda tomar las siguientes acciones:

- *Tipo de consumidor y/o uso de la energía.*- el modelo especifica que cualquier tipo de cliente puede acogerse a los beneficios del programa de Balance Neto.
- *Tecnologías de generación admisibles.*- se admiten todas las tecnologías de generación que utilicen fuentes renovables.
- *Potencia de generación permitida.*- la potencia del equipo de generación no deberá superar a la potencia contratada que tiene el consumidor-generador con la empresa de suministro eléctrico. El documento menciona que algunos estados no imponen limitaciones en cuanto a potencia permitida.

⁴² IREC es una organización sin fines de lucro dedicada al impulso de las energías renovables en los EE.UU

- *Mecanismo de compensación por la energía excedente.*- se deberán desarrollar tarifas que permitan a los consumidores-generadores recibir créditos en kWh a un ratio 1:1 por cualquier exceso de energía producido en el periodo de facturación. Los créditos obtenidos deberán ser “arrastrados” a los siguientes periodos de facturación y compensar el consumo eléctrico del consumidor-generador en dichos periodos, hasta que los créditos hayan sido totalmente utilizados.
- *Cargos y/o impuestos adicionales.*- la empresa de suministro eléctrico no deberá cobrar tasas, cargos o impuestos a los usuarios que deseen acogerse al programa, salvo que dichas tasas se apliquen de forma similar a los usuarios regulares de la electricidad y que no forman parte del programa.

En el anexo correspondiente (Véase ANEXO 16) se dispone de una tabla con mayor información sobre las características más importantes de este modelo.

5.2.3 CARACTERÍSTICAS COMPLEMENTARIAS

Un programa de Balance Neto también incluye otras características complementarias, que si bien es cierto, no son consideradas la esencia de este tipo de programas, algunas de ellas son necesarias y podrían considerarse importantes en función de las necesidades de un país o región que desee implementar un programa de Balance Neto.

Entre las características complementarias tenemos:

- *Tarifas con o sin discriminación horaria (TOU – Time of Use).*- en caso de que la empresa de suministro eléctrico disponga de una tarifa con discriminación horaria, se deberá permitir al consumidor-generador escoger entre esta o una tarifa sin discriminación horaria.
- *Sistema de medición.*- el sistema de medición aplicado para estos sistemas deberá ser capaz de medir el flujo de electricidad en ambas direcciones (energía vertida a la red – energía consumida de la red). Para instalaciones de hasta 25 kW únicamente será necesaria la instalación de un medidor bidireccional.
- *Trato igualitario.*- la energía eléctrica importada desde la red por el consumidor-generador deberá ser ofertada a precios no discriminatorios e idénticos a la estructura de precios vigente para los clientes regulares (no net metering) del servicio eléctrico.
- *Servicios adicionales.*- en función de las necesidades se pueden establecer servicios adicionales que permitan dar un mayor incentivo a aquellos que deseen beneficiarse de este tipo de programas. En los EE.UU se ha incluido un servicio llamado “Meter Aggregation” que permite utilizar los créditos obtenidos por un único sistema de generación y así compensar las facturas eléctricas de varios sistemas de medición.

En el anexo correspondiente (Véase ANEXO 16) se dispone de una tabla con mayor información sobre las características complementarias revisadas en este apartado.

5.3 ECONOMIA VS. TIPO DE BALANCE NETO

De acuerdo a los informes presentados por el Banco Mundial y de la organización REN21, Ecuador es un país con un nivel de ingresos Medio-Alto y un consumo de energía eléctrica por habitante de entre 1100 y 1200 kWh (estadísticas de los años 2010 y 2011). Ambos aspectos no son cruciales para la elección de un programa de Balance Neto, pero si nos permiten tener una visión general del contexto ecuatoriano.

A continuación se comparará el nivel de ingreso de cada uno de los países y el consumo de electricidad (kWh) con el tipo de Balance Neto que utilizado en cada país. La información se puede ver en la tabla que se muestra a continuación.

#	PAIS	NIVEL DE INGRESOS		Consumo electricidad por habitante (kWh per capita)*		TIPO DE BALANCE NETO
		Banco Mundial (2014)	REN21 (2014)	2010	2011	
1	Ecuador	Media - Alta	Media - Alta	1122.98641	1192.27512	
2	Sudafrica	Alta	Media - Alta	4571.27044	4603.87449	Balance Neto con opción de compra
3	Republica Dominicana	Alta	Media - Alta	830.505001	893.314851	Balance Neto con opción de compra y crédito
4	Puerto Rico	Alta	-	-	-	Balance Neto con opción de compra y crédito
5	Mexico	Media - Alta	Media - Alta	1915.79344	2091.69253	Balance Neto con opción de crédito (Rolling Credit)
6	Uruguay	Alta	Alta	2805.17512	2810.1195	Balance Neto con opción de compra
7	Guatemala	Bajo - Medio	Bajo - Medio	569.184307	539.078499	Balance Neto con opción de compra y crédito
8	Brasil	Media - Alta	Media - Alta	2380.51142	2437.96011	Balance Neto con opción de crédito (Rolling Credit)
9	Tailandia	Media - Alta	Media - Alta	2335.29505	2315.98821	Balance Neto con opción de compra
10	Filipinas	Media - Alta	Bajo - Medio	641.472898	646.962403	Balance Neto con opción de crédito (Rolling Credit)
11	Namibia	Media - Alta	-	1473.63407	1548.95929	Balance Neto con opción de crédito (Rolling Credit)
12	EE.UU - Estado de California	Alta	Alta	13394.9136	13246.2675	Balance Neto con opción de compra y crédito
13	EE.UU - Estado de Colorado					Balance Neto con opción de compra y crédito
14	EE.UU - Estado de Maryland					Balance Neto con opción de compra y crédito
15	EE.UU - Estado de New Jersey					Balance Neto con opción de compra y crédito
16	Dinamarca	Alta	Alta	6327.3262	6121.9925	Reducción de impuestos
17	Italia	Alta	Alta	5493.72791	5514.78677	Balance Neto con opción de crédito (Rolling Credit)

* Fuente: Banco Mundial (<http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>)

Tabla 6. Comparativa del nivel de ingresos, consumo de electricidad por habitante contra el mecanismo de compensación del Balance Neto en cada país. Fuente: Banco Mundial, REN21.

Si comparamos desde el punto de vista del nivel de ingresos económicos, Brasil y Tailandia tienen distintos tipos de Balance Neto, a pesar de que ambos países tienen niveles de ingresos "Medio – Alto" y consumos de electricidad por habitante similares. Por una parte, Brasil utiliza un modelo basado con opción de crédito, mientras que el modelo Tailandés es del tipo opción de compra.

El consumo de electricidad por habitante (kWh) no es un condicionante para escoger un modelo de Balance Neto. A pesar de que un hogar Dominicano consume el 6% del consumo de electricidad de un hogar Estadounidense, ambos países ofrecen Balance

Neto con opción de compra y créditos, opción atractiva para los usuarios por las ventajas que ofrece este tipo de modalidad.

De lo analizado anteriormente, se puede concluir que la economía y el nivel de consumo eléctrico no es un factor condicionante para la elección de un modelo de Balance Neto. Cualquier proyecto de esta índole requerirá de financiamiento, independientemente del tipo de modelo que se escoja.

5.4 DISPONIBILIDAD DE TECNOLOGIA EN EL MERCADO ECUATORIANO

En la actualidad, son pocas las empresas en el Ecuador dedicadas a la comercialización de sistemas de generación con fuentes renovables (75) (76) (77). No se tiene registro de empresas que produzcan o fabrican equipamiento de generación de pequeña escala, por lo que las pocas empresas existentes se ven obligadas a importar estos equipos de otros países, con el consiguiente costo que esto ocasiona. Predomina la comercialización de sistemas fotovoltaicos, gracias a la apertura brindada por las regulaciones actuales (Véase ANEXO 17).

Por lo general, estas empresas elaboran proyectos de generación de pequeña potencia con sistemas fotovoltaicos en campos agrícolas, zonas aisladas de la selva amazónica o distante de redes eléctricas.

Como complemento al presente trabajo, se solicitaron cotizaciones a las diferentes empresas de equipamiento tecnológico para balance neto (sistemas fotovoltaicos), para compararlos con los precios de estos equipos en España. No se logró conseguir precios referenciales de otras tecnologías renovables distintas a la fotovoltaica.

Los resultados se muestran en la siguiente gráfica.

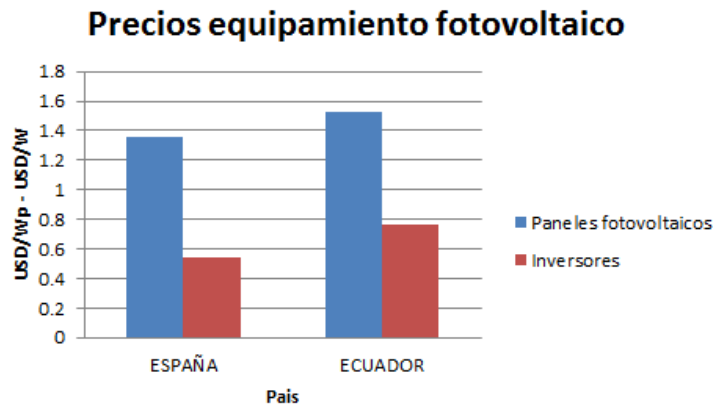


Figura 27. Comparativa de precios de equipamiento fotovoltaico Ecuador-España. Fuente: elaboración propia
 Es notorio que no existe una diferencia considerable entre los precios por Wp o W en los paneles fotovoltaicos e inversores comercializados en España y Ecuador. Sin embargo, en países como España, donde se produce este tipo de equipamiento, los precios tenderán a ser más bajos en comparación con países como Ecuador que, al no tener una industria productora, se ve obligada a la importación de estos productos, encareciendo los mismos debido a los gastos de importación e impuestos correspondientes.

5.5 MODELO ESCOGIDO

A continuación se mostrarán las características que conformarán el modelo económico/comercial de Balance Neto para el territorio ecuatoriano, cada una de ellas debidamente justificada en función de los criterios analizados a lo largo de este trabajo. Algunos datos utilizados en este apartado han sido consultados de una de las empresas de distribución existentes en el Ecuador, CNEL EP MANABI, donde además, el autor de este trabajo colaboró por algunos años.

5.5.1 TIPO DE CONSUMIDOR Y/O USO DE LA ENERGIA

Se debe permitir que cualquier tipo de consumidor o cliente pueda acogerse a los beneficios de un modelo de Balance. Sin embargo, deberán incluirse restricciones y/o cláusulas que garanticen que el futuro usuario este siempre al día en el pago de su factura eléctrica por la energía importada desde la red.

JUSTIFICACION:

- El análisis de las experiencias internacionales y el modelo de referencia IREC no condicionan el tipo de consumidor que pueda acogerse a este tipo de programas.
- El Plan Nacional del Buen Vivir exige que toda la población tenga acceso al servicio básico de electricidad, a un precio accesible y en forma amigable con el medio ambiente (78).
- Los programas que promueven la eficiencia energética en el país tales como el Plan RENOVA de sustitución de refrigeradores obsoletos por nuevos y eficientes, o el programa de cocción eficiente que busca la sustitución de las cocinas de gas GLP por cocinas de inducción, tienen como uno de sus requisitos que el usuario no sea deudor del servicio eléctrico y que pague sus facturas de forma puntual (79) (80). En el año 2012, CNEL EP Manabí únicamente logró recaudar un 66% del total de la energía facturada en ese año (Véase ANEXO 25).

5.5.2 TECNOLOGIAS DE GENERACIÓN ADMISIBLES

Se deberán admitir todas las tecnologías de generación, siempre que usen como fuente primaria cualquier energía renovable.

JUSTIFICACIÓN:

- En el análisis realizado a las experiencias internacionales y al modelo de referencia IREC predomina el uso de generación con fuentes renovables.
- La regulación actual promueve y beneficia mayormente a aquellos generadores privados que invierten en generación limpia y renovable.
- Debido a la constante limitación de tecnologías admisibles para generación privada producto de las distintas regulaciones para generadores mayores a 1 MW, son pocas las empresas que se dedican a la comercialización de este tipo de productos. En la actualidad existen un poco más de 4 millones de clientes en las empresas de distribución, lo que permitiría un incremento en las empresas que

comercializan con este tipo de equipos, permitiendo de esta manera que los precios de los mismos se reduzcan.

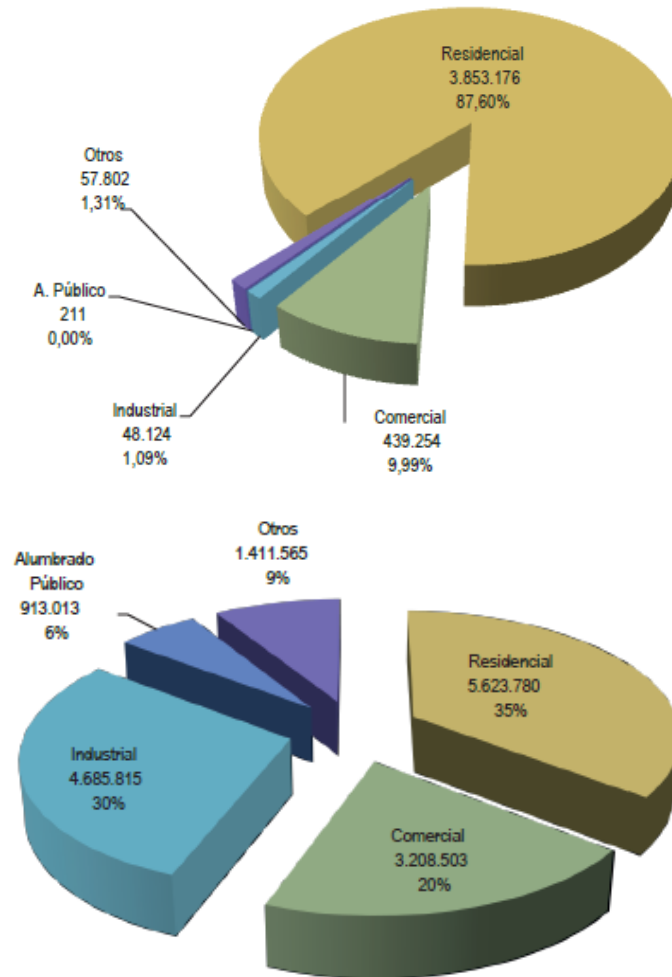


Figura 28. Número de clientes finales por sectores de consumo (MWh). Fuente: MEER

5.5.3 POTENCIA DE GENERACIÓN PERMITIDA

Se recomienda una potencia máxima de 100 kW. Sin embargo se deberán establecer límites de potencia en función de la tarifa y el nivel de tensión del usuario.

Cientes residenciales: hasta 10 kW

Cientes comerciales – industriales: mayores a 10 kW hasta 100 kW

JUSTIFICACION:

- Esta limitación de potencia para los clientes residenciales está acorde a las normativas vigentes de algunas de las empresas de distribución (Empresa Eléctrica Quito, CNEL EP Manabí) las cuales consideran que un cliente residencial es aquel cuya demanda máxima unitaria (DMU) se encuentra entre 1 y 8 kW (Véase ANEXO 26).

- Garantizar los ingresos económicos de las empresas de suministro.
- El consumo de energía promedio anual de los clientes residenciales no ha sufrido mayores variaciones desde el año 2003. El consumo de energía es un indicador ligado a la potencia y demanda de cada cliente.
- Esta medida de limitar la potencia complementa los programas del gobierno nacional en el uso eficiente de la energía eléctrica. El sector residencial constituye el 35% del consumo nacional de electricidad.
- La regulación 001-14 tiene condiciones comerciales y técnicas diferentes para autogeneradores mayores a 100 kW. Si bien esto no es una condicionante para limitar esta potencia, es recomendable no afectar los planes y objetivos actuales planteados por esta regulación.
- De acuerdo al pliego tarifario vigente, clientes con una demanda superior a 10 kW son considerados clientes con demanda, donde se sitúan la gran mayoría de clientes comerciales e industriales.
- La elección de una potencia máxima de 100 kW para el resto de clientes obedece a la tendencia existente tanto de las experiencias internacionales como del modelo IREC.

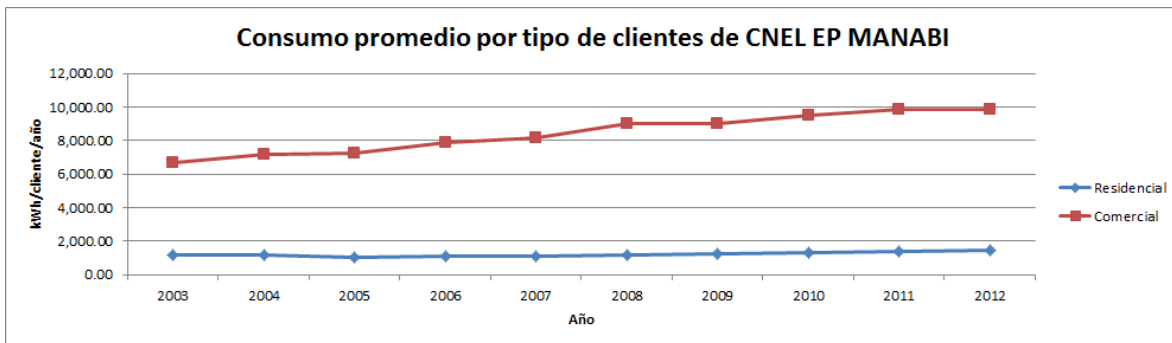


Figura 29. Evolución del consumo promedio por clientes de tipo residencial y comercial. Fuente: MEER

Es necesario indicar que la limitación de potencia deberá ir complementada con el respectivo estudio técnico que garantice que los distintos elementos que conforman las redes de distribución de la empresa de suministro se encuentren en óptimas condiciones para la conexión de los equipos de generación privada de pequeña potencia. De acuerdo a lo analizado en los distintos documentos, es recomendable la elección de pequeñas potencias para posteriormente incrementarlas o disminuirlas en función de la acogida y de los objetivos a mediano y largo plazo del programa.

5.5.4 MECANISMO DE COMPENSACIÓN POR LA ENERGÍA EXCEDENTE

Se deberá escoger un mecanismo de compensación con opción de créditos (Balance Neto con opción de créditos), para toda la electricidad proveniente de aquellos generadores renovables acogidos al programa de Balance Neto. Los créditos serán compensados a un ratio de 1:1, es decir, 1 kWh exportado equivale a 1 kWh importado de la red.

Los créditos permitirán compensar únicamente el cargo por energía de la factura eléctrica. El cargo por energía corresponde al 75% y 82% del valor total de la factura eléctrica de un cliente residencial y comercial respectivamente.

Mensualmente se realizará una liquidación del consumo neto del usuario, es decir, la diferencia entre la energía producida y la energía consumida en función de lo siguiente:

Si la diferencia es positiva, es decir, se produjo más energía de la que se consumió, los créditos no compensados serán compensados en el siguiente periodo de facturación. Si por el contrario, la diferencia es negativa, es decir, si se produjo menos energía de la que se consumió, el usuario deberá pagar la diferencia por la energía consumida al precio establecido en el Pliego Tarifario Vigente, además de las tasas, cargos e impuestos correspondientes.

Los créditos podrán ser compensados hasta por un máximo de 12 periodos de facturación mensual. Si al final de los 12 periodos de facturación (año natural) existieran créditos sin compensar, estos serán cancelados y el generador renuncia a recibir compensación alguna por los mismos.

JUSTIFICACION:

- Si bien la experiencia internacional y el modelo IREC favorecen los modelos de Balance Neto con opción de compra y crédito, he concluido que: La drástica reducción en las tecnologías admisibles de generación y en los precios por la energía excedente vertida a la red pueden ser un indicador de falta de financiamiento para cumplir los compromisos adquiridos con los generadores privados ya beneficiados, o, un cambio en los planes y objetivos nacionales en cuanto a energía eléctrica, por lo que, pensar en un mecanismo con opción de compra y crédito no sería lo más favorable.
- El modelo con opción de crédito es una opción de fácil implementación y que no afectaría drásticamente los ingresos económicos de las empresas de suministro eléctrico.
- La tendencia internacional es la de mantener validos los créditos por un periodo no mayor a 12 meses y de esta manera fomentar el autoconsumo y por otra parte, garantizar los ingresos económicos de las empresas de suministro.

Algunos de los cargos que componen la factura eléctrica de los usuarios de la electricidad en Ecuador son calculados en función de la cantidad de energía que estos consuman. El autoconsumo y Balance Neto reducirán la cantidad de energía demandada por los usuarios, trayendo como consecuencia una reducción en los ingresos de estos cargos, que mayormente sirven para mantener servicios básicos en los distintos municipios del país.

5.5.5 CARGOS Y/O IMPUESTOS ADICIONALES

Se deberá considerar el cobro de un cargo fijo por usuario por acogerse al programa de Balance Neto. Los ingresos permitirán cubrir los gastos administrativos, toma de lectura de los medidores bidireccionales entre otros servicios.

JUSTIFICACIÓN:

- En el caso de la empresa CNEL EP Manabí, únicamente el 23% de los proyectos se financia con recursos propios mientras que el 77% restante es financiado por el gobierno nacional a través de sus entidades adscritas (Véase ANEXO 27) . Por lo tanto, con la finalidad de no sobrecargar el limitado presupuesto de las empresas de distribución se hace necesario el cobro de este cargo. Posteriormente, en función de los progresos del programa se podría reducir o hasta eliminar dicho cargo
- En la actualidad, las empresas de distribución de electricidad cobran un cargo fijo mensual llamado “cargo de comercialización” el cual permite cubrir la toma de lectura de los contadores y demás gastos administrativos.

5.6 ANALISIS ECONOMICO

Para analizar el posible impacto de un programa de Balance Neto en el sistema eléctrico ecuatoriano se realizará un breve estudio económico, incluyendo una simulación a través del programa HOMER para obtener la instalación tipo óptima para un usuario del tipo residencial.

Mediante distintos escenarios, se analizará el impacto que tendrá en el perfil de demanda la conexión al sistema eléctrico ecuatoriano de múltiples sistemas de generación fotovoltaico. También se incluirá el análisis del impacto de estos sistemas en los componentes de la tarifa media nacional, es decir, la variación en los costos asociados a la generación, transporte y distribución de electricidad.

5.6.1 DATOS DE REFERENCIA

A continuación se mostrará la información de referencia necesaria para este estudio. Los datos que se utilizarán fueron obtenidos de las distintas entidades adscritas al Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador MEER.

Estacionalidad.- a causa de la ubicación ecuatorial, Ecuador posee dos estaciones definidas: la húmeda y la seca, llamadas erróneamente invierno y verano respectivamente. En invierno (entre Diciembre y Mayo) el clima es cálido y lluvioso mientras que en verano, el clima es seco y con temperaturas más frescas y agradables.

Por lo tanto, la curva de demanda sufrirá variaciones en función de la estación del año. A continuación se mostrará la curva de demanda a lo largo de un año tipo.

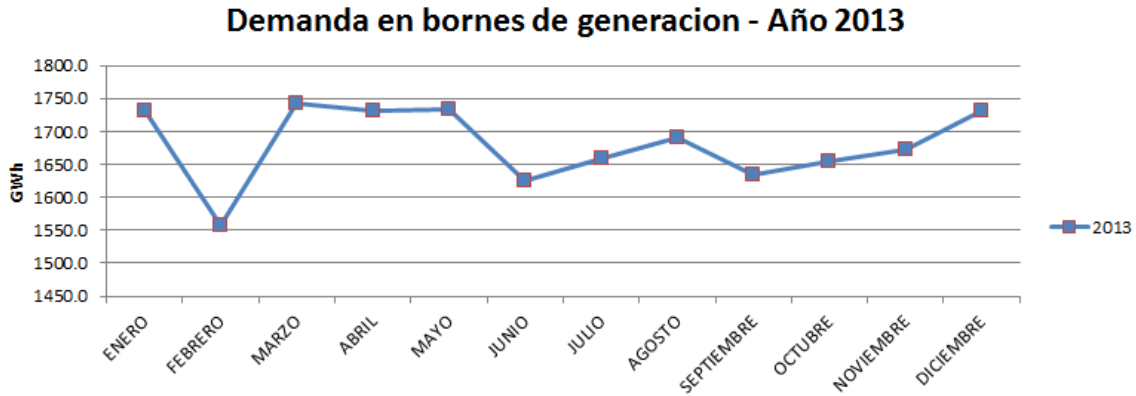


Figura 30. Demanda en bornes de generación en el sistema eléctrico ecuatoriano. Fuente: CONELEC

La mayor demanda de energía se registra en los meses de invierno debido a que en esa época se incrementa el uso de acondicionadores de aire además del aumento del consumo propio de las festividades navideñas. Los meses de verano registran demandas inferiores a las anteriores ya que son meses con temperaturas frescas.

Las tarifas eléctricas ofrecidas por las empresas de distribución no fluctúan en función de la estacionalidad, por lo que, el cargo de energía será el mismo a lo largo del año. Los pliegos tarifarios son revisados y actualizados anualmente por el CONELEC.

En el anexo (Véase ANEXO 18) se adjunta la demanda en bornes de generación y en barras de subestación considerando el porcentaje de pérdidas calculado por el CONELEC. Los datos están clasificados en función del uso de la energía (residencial, comercial, industrial) definidos en el apartado 4.4.5.

Perfil de demanda diario tipo.- en función del comportamiento de la demanda a lo largo del día se pondrán en operación las centrales de generación eléctrica disponibles en función del Costo Variable de Producción (CVP) de cada una de ellas (Véase ANEXO 19).

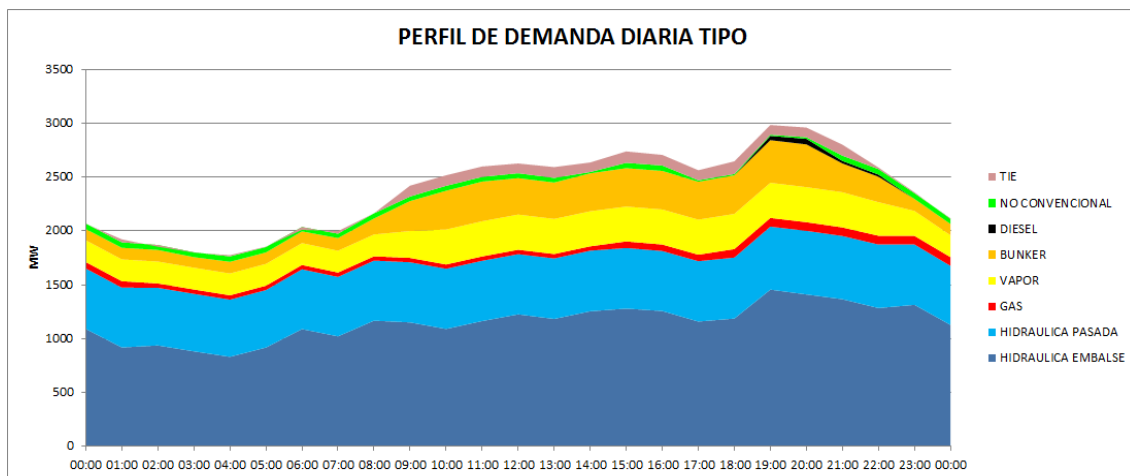


Figura 31. Perfil de demanda diario tipo (17-10-2014). Fuente: CENACE

La carga base es cubierta por las centrales hidráulicas (embalse y pasada), mientras que las centrales térmicas (gas, vapor, bunker, diésel) cubren aquella demanda que no puede ser cubierta por las hidráulicas en periodos de alta demanda. Las fuentes no convencionales (renovables) cubren una mínima parte de la demanda con potencias que fluctúan entre los 15 MW y los 50 MW.

Componentes de la tarifa media nacional.- el cargo de energía (que corresponde al 75% de la factura eléctrica) debe cubrir los componentes de generación, transmisión y distribución de la electricidad. En función de la tecnología de generación o de la normativa vigente, el peso de cada uno de estos componentes en el valor total del cargo de energía puede variar, y obviamente, afecta al precio final de la electricidad.

Para el caso ecuatoriano, los componentes de la tarifa y los porcentajes de cada uno de estos se muestran en la siguiente gráfica.

PRECIO REFERENCIAL DE GENERACION			TARIFA DE TRANSMISION			VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION
COMP. ENERGIA	COMP. CAPACIDAD	% DEL PRECIO FINAL	COMP. FIJO	COMP. VARIABLE	% DEL PRECIO FINAL	% DEL PRECIO FINAL
82%	18%	53%	72%	28%	6%	41%

Tabla 7. Componentes de la tarifa media nacional ecuatoriana. Fuente: CENACE

El componente que mayor peso representa en el precio de la tarifa media nacional es el componente de generación, debido al parque de generación térmico existente (el 53% de la potencia nominal total), en especial a aquellas centrales que utilizan motores de combustión interna cuyo combustible es pagado a precios internacionales (81).

5.6.2 PARAMETROS DE LA SIMULACIÓN

A continuación se describirán los resultados obtenidos de la simulación realizada por el programa de optimización HOMER para encontrar el tamaño del equipo óptimo que se adapte a las condiciones de radiación existentes en una de las ciudades del país. Se simuló un sistema fotovoltaico de un cliente residencial con conexión a red y analizar el comportamiento del mismo a lo largo de un año.

Como datos de partida se han tomado los indicados en la siguiente tabla.

Locación	Latitud: 00 47' Sur
	Longitud: 80 42' Oeste
	Ciudad: Manta - Ecuador
Tasa de interes anual	6%
Tipo de cliente	Residencial
Consumo promedio anual	1038.19 kWh
Precio de la energía eléctrica importada de la red	0.093 USD/kWh
Tiempo de vida del proyecto	25 años
Costos	Paneles: 1.53 USD/Wp
	Inversores: 0.77 USD/W

Tabla 8. Datos iniciales ingresados en el modelo de HOMER

El perfil diario de demanda para un cliente tipo fue extrapolado a partir del perfil de demanda total nacional (Figura 31), considerando el valor de consumo final de energía per cápita para Ecuador indicado en el apartado 4.4.1. El perfil de carga diario para un cliente tipo se muestra en la siguiente gráfica.

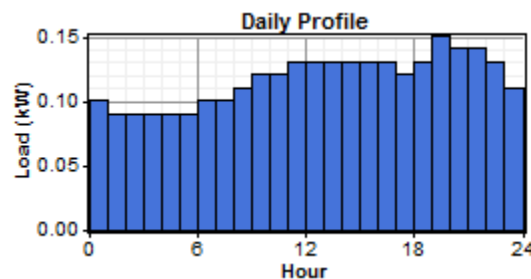


Figura 32. Perfil diario de demanda para un cliente tipo en Ecuador

El precio de la energía eléctrica comprada de la red indicado en la tabla es constante a lo largo del año, de acuerdo a lo indicado en el apartado 6.1. Cabe mencionar que las tarifas para clientes residenciales que aplican las empresas de distribución no tienen discriminación horaria.

5.6.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA UN CLIENTE TIPO

Para el emplazamiento escogido y con las condiciones establecidas anteriormente, HOMER ha ejecutado la simulación y el sistema óptimo para un cliente del tipo residencial con un consumo promedio anual de 1038,19 kWh debería tener una potencia de 500 Wp y un inversor de la misma potencia equivalente en W.

La radiación global sobre horizontal promedio para el sitio del emplazamiento es de alrededor de 4,77 kWh/m²/día. Los meses de Enero y Junio registran los valores más bajos de radiación global con valores de 4.2 y 4.3 kWh/m²/día respectivamente. En la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento de la radiación a lo largo de un año calendario tipo (Véase ANEXO 20)

La inclinación óptima de los paneles se encuentra entre 4 y 0 grados, facilitando la integración de estos sistemas en los tejados de los hogares ecuatorianos.

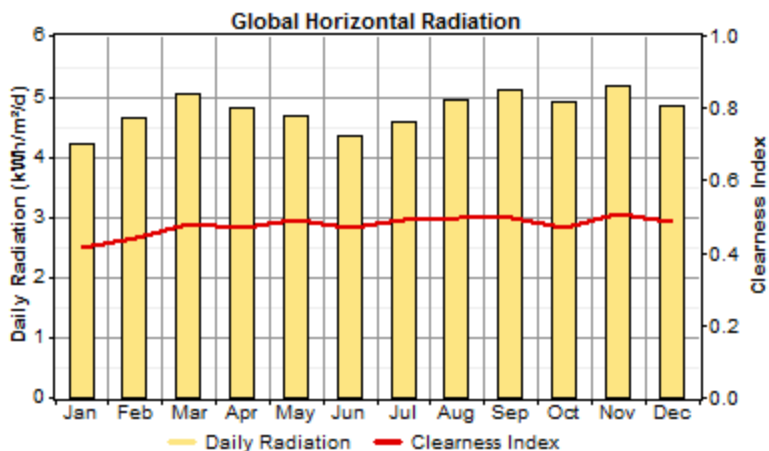


Figura 33. Radiación global horizontal anual en la ciudad de Manta

La característica más notoria del gráfico anterior es la poca variabilidad que presenta la radiación solar global a lo largo del año, lo que permitiría garantizar la producción fotovoltaica a lo largo del año. Cabe mencionar que el valor de radiación solar global presenta variaciones de un 30% de unos lugares a otros del Ecuador, y de más del 40% si se compara con las islas Galápagos (73).

Del análisis de la información horaria obtenida de HOMER, el balance de energía para un cliente residencial queda expresado en la siguiente tabla. Los resultados serán mostrados para dos escenarios: balance neto simple y balance neto con opción de crédito (Véase ANEXO 21)

CARACTERISTICA	Balance Neto Simple	Balance Neto con opción de crédito
Demanda de la carga (kWh)	1014.68	1014.68
Energía producida a la salida del inversor (kWh)	625.381	625.381
Autoconsumo (kWh)	382.582	382.582
Creditos adquiridos	242.799	221.116
Energía comprada de la red (kWh) sin compensar créditos	632.057	-
Energía comprada de la red (kWh) compensando creditos	-	410.941
ENERGIA QUE SE DEJA DE COMPRAR DE LA RED (kWh)	382.623	603.739
REDUCCION DE LA DEMANDA (%)	38%	60%

Tabla 9. Balance de Energía para un cliente residencial con un sistema fotovoltaico de 500 W. en Manta

De acuerdo a los resultados, la modalidad de Balance Neto con opción de crédito permitiría reducir el consumo de energía eléctrica en un 60%, opción más atractiva en comparación con la modalidad simple en la que únicamente se reduciría la demanda en un 40%. Esta última opción también podría resultar atractiva, sin embargo nos

centraremos en analizar la modalidad mayormente aceptada, es decir, la de balance neto con opción de crédito.

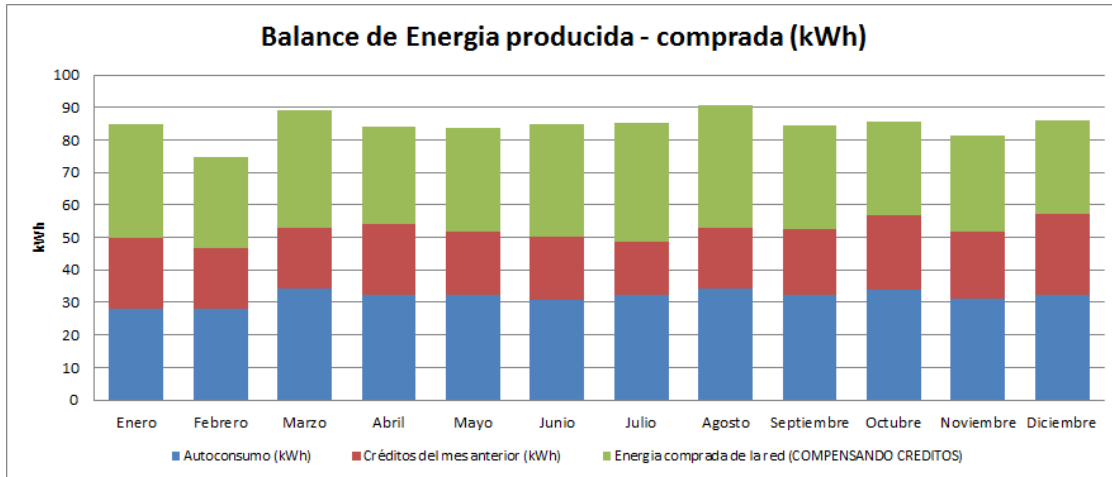


Figura 34. Energía producida y consumida mensualmente

Para medir el impacto que supondría un programa de balance neto en Ecuador, se han considerado 3 posibles escenarios diferenciados entre sí por el porcentaje de penetración de energía eléctrica producida con sistemas fotovoltaicos de los clientes residenciales extrapolados del análisis anterior. El porcentaje de penetración representa el volumen de energía generado por centrales térmicas convencionales que será sustituido por los sistemas fotovoltaicos individuales.

El porcentaje de penetración será tomando del valor de la demanda en bornes de generación en GWh registrada en Ecuador en el año 2013 (Véase ANEXO 18)

ESCENARIO	% DE PENETRACION	ENERGIA (GWh) CON RESPECTO A LA DEMANDA TOTAL
ESCENARIO 1	1%	70.58
ESCENARIO 2	10%	705.76
ESCENARIO 3	20%	1411.52

Tabla 10. Escenarios propuestos para el análisis del impacto de un programa de Balance Neto en Ecuador

Cada uno de los escenarios propuestos supondrá la reducción de la demanda cubierta por aquellas centrales cuyos costos variables de producción (CVP) sean los más altos, que para el caso ecuatoriano serían las centrales termoeléctricas que utilizan distintos tipos de combustibles. La reducción de la demanda se producirá únicamente en el periodo horario en el cual los sistemas fotovoltaicos empiezan a operar, que para el caso de Ecuador se encuentra comprendido entre las 07:00 am y las 18:00 pm para cualquier día del año.

El retiro de aquellas centrales con CVP altos supondrá una reducción en la cantidad de energía demandada por el sistema, debido a que parte de la energía demandada es

cubierta por los sistemas fotovoltaicos. En la siguiente tabla se mostrará el porcentaje de reducción de la demanda en los distintos escenarios anteriormente explicados.

	REDUCCIÓN DE ENERGÍA (GWh)	% DE REDUCCIÓN
ESCENARIO 1%	42.35	0.21%
ESCENARIO 10%	423.46	2.10%
ESCENARIO 20%	846.91	4.20%

Tabla 11. Reducción de la demanda en función del % de penetración del programa de Balance Neto

Un probable escenario en el que el 1% de la demanda residencial sea sustituido por sistemas fotovoltaicos individuales provocará una reducción de 42,35 GWh, valor equivalente al 0,21% del total de la demanda anual del país. En los anexos correspondientes se puede observar en detalle los cálculos realizados para este y los otros dos escenarios (Véase ANEXO 22).

Como consecuencia de lo anterior, varias de las centrales (principalmente termoeléctricas) dejarían de operar durante el periodo horario de operación de los sistemas fotovoltaicos. En función del porcentaje de penetración de los sistemas fotovoltaicos, primeramente se reducirán las importaciones de energía para posteriormente retirar del cronograma de despacho de generación las centrales termoeléctricas en orden del CVP (diésel, bunker, vapor, gas).

En el anexo correspondiente (Véase ANEXO 23) se puede observar en detalle cómo afectan al perfil diario de carga los distintos escenarios de penetración de los sistemas fotovoltaicos.

5.6.4 INDICADORES OBTENIDOS

Los beneficios de un programa de Balance Neto no solo están enfocados a los usuarios finales de la electricidad. La reducción de la demanda (kW) provoca menos tráfico de energía en las redes de transporte y distribución, y por consiguiente, una reducción cuadrática de las pérdidas de energía en estas redes.

Dejar fuera de operación centrales termoeléctricas con CVP altos reduce los costes de generación que el gobierno nacional asume para la operación de dichas plantas. Esto último, unido a la reducción de pérdidas de energía en las redes de T&D contribuye a la reducción del precio final de la electricidad. Como se vio anteriormente, el 53% del precio final de la electricidad corresponde al precio referencial de generación, porcentaje importante que determina el precio final de la electricidad en el Ecuador.

Para este trabajo se ha considerado únicamente la variación en los componentes variables del precio de la energía (generación, transmisión y distribución). Se presume un escenario nacional en el que las inversiones ya realizadas en centrales de generación y redes de transporte y distribución deben ser amortizadas.

En los anexos correspondientes se puede observar en detalle lo realizado en este apartado (Véase ANEXO 24).

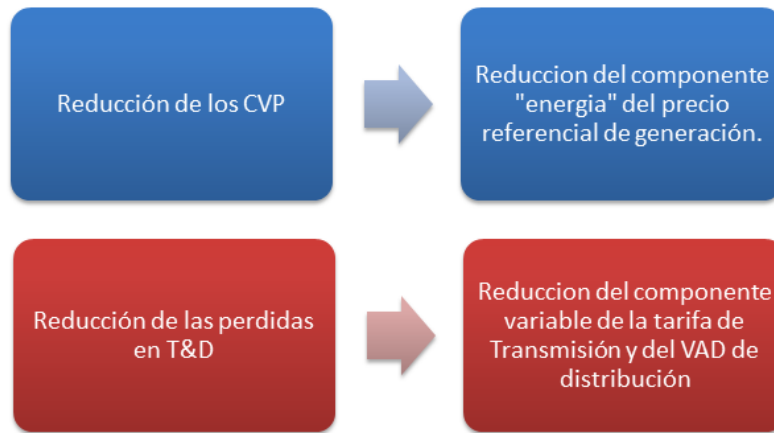


Figura 35. Beneficios asociados a la reducción de los CVP y de las pérdidas en el precio final de la electricidad.

El análisis de la información se realizó tomando como base el perfil horario descrito en la Figura 31, en donde se calcularon los costos de generación, transporte y distribución para un sistema con y sin balance neto. Los resultados generales se mostrarán en la siguiente tabla.

	ESCENARIO 1 - 1%	ESCENARIO 2 - 10%	ESCENARIO 3 - 20%
<i>Reducción de la demanda total</i>	0.21%	2.10%	4.20%
<i>Reducción de las pérdidas en T&D</i>	0.42%	4.16%	8.22%
<i>Reducción de los Costes Variables de Producción (CVP) de generación</i>	0.69%	7.18%	10.69%
<i>Reducción del coste de la electricidad (componente variable generación)</i>	0.30%	3.12%	4.65%
<i>Reducción del coste de la electricidad (componente variable T&D)</i>	0.04%	0.41%	0.81%
<i>Reduccion del coste de la electricidad</i>	0.34%	3.53%	5.46%

Tabla 12. Variación de la demanda, pérdidas y los costes en función de los escenarios planteados

Como ya se mencionó anteriormente, la mayor variación entre uno y otro escenario se ve reflejada en los costes variables de producción (CVP) de generación. En el escenario 3, un 20% de la demanda residencial con sistemas fotovoltaicos contribuirá a reducir un 4.20% la demanda nacional de energía, así como también un 5,46% el coste de la electricidad a los usuarios finales de la electricidad.

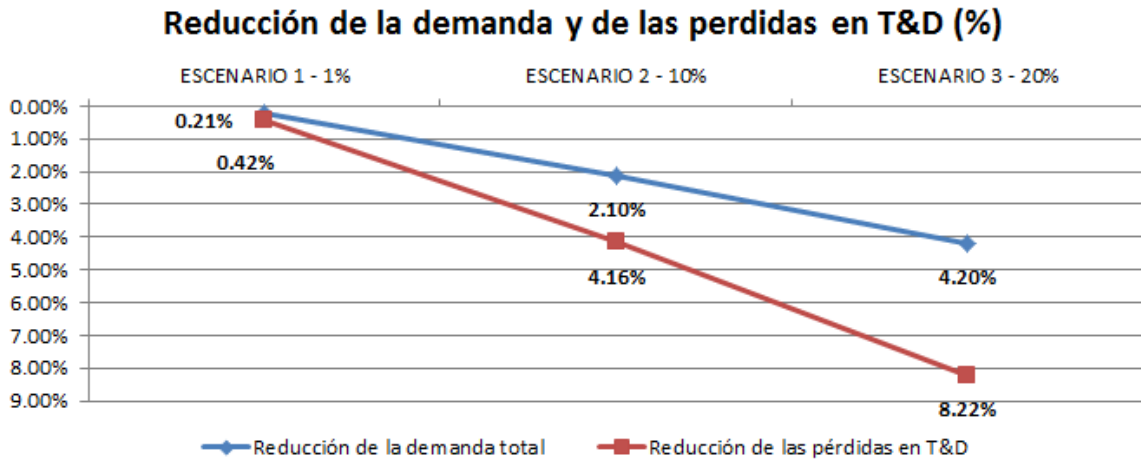


Figura 36. Reducción de la demanda y perdidas en T&D.

Finalmente, en la siguiente gráfica se mostrarán los precios referenciales de la electricidad con y sin programa de Balance Neto.

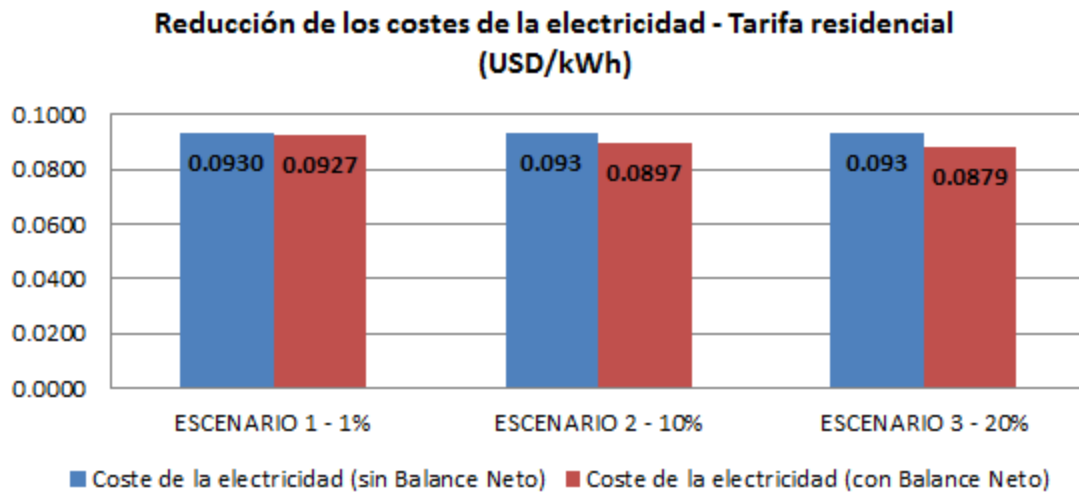


Figura 37. Variación de los costes de la electricidad por el programa de Balance Neto

6. RESUMEN Y CONCLUSIONES

En el presente documento hemos realizado una revisión bibliográfica de los tipos de programa de Balance Neto que se encuentran en vigencia a la actualidad en diversos países del mundo con la finalidad de encontrar un modelo económico y comercial que se adapte a las necesidades del Ecuador. Aspectos como el tipo de consumidor permitido o las tecnologías de generación admisibles guardan cierta similitud en todas las experiencias, mientras que aspectos como el tipo de compensación, potencia máxima permitida y los cargos y/o impuestos adicionales difieren entre sí. Esta diversidad de criterios demuestra que los modelos regulatorios de Balance Neto a nivel internacional son producto de replicar los modelos aplicados en otros países, adaptándolos al contexto del país de aplicación.

En cuanto a la característica del recurso solar, Ecuador ofrece un nivel de radiación solar considerablemente alto y prácticamente estable a lo largo del año, lo que permitiría mantener niveles de producción eléctrica igualmente estables. La legislación energética actual ecuatoriana aun no compatibiliza completamente con las características de un programa de Balance Neto, sin embargo sí que promueve la producción y uso eficiente de la electricidad en todos los niveles por lo que la implementación de este tipo de programas en el país permitiría conseguir los objetivos planteados en materia de eficiencia energética.

El modelo de Balance Neto propuesto para Ecuador se adapta a las necesidades actuales energéticas del país en cuanto al impulso de las energías renovables como manera de cambiar la actual matriz energética nacional, permitiendo que todos los usuarios finales de la electricidad pueden generar su propia electricidad con cualquier tipo de tecnología renovable, aunque por relación costo/beneficio la tecnología fotovoltaica es la más indicada. Los límites de potencia se escogieron de acuerdo a los criterios técnicos existentes de algunas empresas de suministro de electricidad con relación a la evolución de la potencia residencial en los últimos años.

Se decidió por un tipo de Balance Neto con opción de compra debido principalmente a que es un modelo que no requiere de una fuente de financiación considerable, ya que los créditos adquiridos por la energía excedente únicamente son compensados en forma de energía para otros periodos de facturación. La opción de créditos es una forma de incentivar al usuario final de electricidad para adquirir y masificar el uso de tecnologías renovables para el autoabastecimiento de electricidad.

A continuación se mostrarán las conclusiones más importantes que se han obtenido de la realización de este trabajo:

- Es necesario elaborar (en forma paralela a las consideraciones económicas) las respectivas consideraciones técnicas de los equipos de GD participantes en el programa. La esencia de estos programas es su mecanismo de compensación y facturación, sin embargo, todos los equipos a conectarse en una red eléctrica

deberán atenerse a las normativas y reglamentaciones de interconexión elaboradas para su efecto y así poder integrarse con seguridad a dichas redes.

- El Gobierno Central deberá buscar mecanismos de financiación ante la reducción de los cargos por subsidio de consumo, alumbrado público y tasa de recolección de basura, ya que al implementarse un programa de Balance Neto en Ecuador, afectará los ingresos económicos que reciben los municipios para cumplir con el servicio de recolección de basura.

De la misma forma, se deberán destinar más fondos a las empresas de suministro eléctrico para compensar la reducción en los ingresos por subsidio de consumo y alumbrado público. El subsidio de consumo permite mantener el programa “tarifa de la dignidad” destinada a clientes residenciales que consumen menos de 110 kWh en la región Sierra y 130 kWh en la región Costa y beneficiarlos con precios reducidos de la electricidad.

- Servicios adicionales que otros países han incluido como parte de sus programas de Balance Neto tales como: Meter Aggregation, Jardines Solares Comunitarios o CSG, entre otros deben ser permitidos pero no en la fase inicial de un programa de este tipo, más aun considerando que en el Ecuador será la primera vez que se implementen este tipo de normativas. En función de la experiencia adquirida y de los resultados adquiridos, se podrá gradualmente proveer de este y otros servicios adicionales.
- La implementación de pequeños sistemas de generación fotovoltaica contribuye a la reducción de la demanda requerida por centrales termoeléctricas menos eficientes y con costos de operación elevados. Como consecuencia de esto último los costes finales de la electricidad para todos los usuarios de la electricidad se reducen, beneficiando no solo a los propietarios de los sistemas de generación, sino al resto de usuarios convencionales de la electricidad.
- En vista de la baja comercialización de estos equipos, debido en parte al poco fomento de generación renovable de pequeña escala y la falta de empresas que puedan producir y fabricar estos equipos, se hace necesaria que se apruebe la propuesta de la nueva Ley del Régimen del Sector Eléctrico, la cual permitirá exonerar de impuestos a los equipos de generación renovables.
- De forma paralela a la implementación de un programa de Balance Neto, se deberán crear mecanismos que permitan ayudar a financiar la adquisición de los equipos de generación. Parte del ahorro obtenido en la reducción de los costes del sistema por la aplicación del programa de Balance Neto podría destinarse para este fin.

7. ACTUACIONES FUTURAS

A pesar de que este tipo de programas existen hace varios años en algunos países, es un tema relativamente nuevo en las revistas científicas especializadas en materia energética. Los estudios acerca de este tema no son abundantes por lo que la temática queda abierta para futuras investigaciones en cuanto a criterios técnicos y tecnologías de generación en pequeña escala.

El análisis horario del balance de energía (energía producida – energía consumida) permitirá afinar la solución al mecanismo de compensación que se puede utilizar para un país o región particular. El mecanismo de compensación de créditos de forma horaria es una línea de investigación que podría ayudar a analizar el comportamiento del sistema eléctrico ante la compensación hora a hora de la energía excedente.

Para el caso específico de Ecuador, se hace necesaria la investigación de tecnologías renovables distintas a la fotovoltaica y a la eólica, en especial tecnologías de micro generación que permitan integrarse fácilmente en los hogares ecuatorianos. De la misma forma, se debería ampliar el estudio del potencial eólico del país a nivel de micro generación para una futura integración de esta tecnología a pequeños sistemas de generación distribuida.

8. BIBLIOGRAFIA

1. *Compensating customer-generators: A taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid.* **Hughes, Larry y Bell, Jeff.** Halifax : Elsevier, 2004, Energy Policy, págs. 1532-1539.
2. **International Energy Agency Demand-Side Management Programme.** International Energy Agency Demand-Side Management Programme. *Files.* [En línea] [Citado el: 14 de 08 de 2014.] <http://www.ieadsm.org/Files/Tasks/Task%2017%20-%20Integration%20of%20Demand%20Side%20Management,%20Energy%20Efficiency,%20Distributed%20Generation%20and%20Renewable%20Energy%20Sources/Final%20reports/Synthesis%20Report%20Final.pdf>.
3. **Bayod Rújula , AA, y otros, y otros.** Definitions for Distributed Generation: a revision. [En línea] [Citado el: 14 de 08 de 2014.] <http://www.icrepq.com/full-paper-icrep/295-bayod.pdf>.
4. **Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.** Glossary of Energy-Related Terms. [En línea] [Citado el: 14 de 08 de 2014.] <http://www.energy.gov/eere/energybasics/articles/glossary-energy-related-terms#N>.
5. **European Photovoltaic Industry Association.** Self Consumption of PV Electricity. [En línea] [Citado el: 15 de 08 de 2014.] http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Position_Papers/Self_and_direct_consumption_-_position_paper_-_final_version.pdf.
6. *Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid.* **Hughes, Larry y Bell, Jeff.** Halifax : s.n., 2004.
7. **National Renewable Energy Laboratory NREL.** A Policymaker's Guide to Feed-in-Tariff Policy Design. [En línea] 07 de 2010. [Citado el: 21 de 08 de 2014.] <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>.
8. *Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases.* **Campoccia, A, y otros, y otros.** Palermo, Italia : Elsevier, 2009, Solar Energy, págs. 287-297.
9. **Asociación Española de Empresas de Energías Renovables APPA.** Las renovables generarán ahorros por más de 214.000 millones de euros. [En línea] 29 de 05 de 2014. [Citado el: 21 de 08 de 2014.] http://www.appa.es/descargas/NOTA_AHORROS_EERR_vf%20B.pdf.
10. **Solar Energy Industries Association - SEIA.** Research & Resources. *Solar Power Purchase Agreements.* [En línea] [Citado el: 22 de 08 de 2014.] http://www.seia.org/sites/default/files/resources/SolarPPAs_fact%20sheet_FINAL%201.pdf.

11. **Wikipedia.** Green certificate REC. [En línea] [Citado el: 26 de 08 de 2014.] http://en.wikipedia.org/wiki/Green_certificate.
12. **Sanz de Miera, Gonzalo.** Ministerio de Industria, Energía y Turismo. *La regulación: Clave para el desarrollo de las energías renovables.* [En línea] [Citado el: 26 de 08 de 2014.] <http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/365/163.pdf>.
13. **United States Environmental Protection Agency - EPA.** Renewable Energy Certificates (RECs). [En línea] [Citado el: 26 de 08 de 2014.]
14. **Renewable Energy Policy Network for the 21st Century - REN21.** Global Status Report. [En línea] [Citado el: 05 de 08 de 2014.] <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>.
15. **Curran, Patrick y Clarke, Gerrit W.** *Review of Net Metering Practices.* Namibia : s.n., 2012.
16. *Future IPP's can benefit from the Dutch System of Net Metering for Its National Electricity Supply Grid.* **Groenewald, Ben B. y Wouldstra, Johan B.** 15-16 de 08 de 2012, IEEE-Industrial and Commercial Use of Energy Conference (ICUE), 2012 Proceedings of the 9th, págs. 1-6.
17. **(NERSA), National Energy Regulator of South Africa.** Standard Conditions for Small scale (<100 kW) Embedded Generation Within Municipal Boundaries. 2011.
18. **Ecofys.** *Lessons for South Africa from international experience on support mechanisms for small grid connected RE generation.* 2013.
19. **ESKOM.** *Grid Interconnection of Embedded Generation.* ESKOM. 2010. ISBN 978-0-626-25101-7 .
20. City of Cape Town. *Electricity.* [En línea] [Citado el: 16 de 06 de 2014.] <http://www.capetown.gov.za/en/electricity/Pages/ElectricityTariffs.aspx>.
21. **U.S. Department of Energy .** DSIRE - Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. *Puerto Rico - Net Metering.* [En línea] [Citado el: 20 de 06 de 2014.] http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=PR02R.
22. **Rico, Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto.** Autoridad de Energía Eléctrica - Interconexión de Generación Distribuida y Medición Neta. *Reglamento para establecer el programa de medición neta.* [En línea] [Citado el: 20 de 06 de 2014.] <http://www.aeepr.com/medicionneta/documentos.asp>.
23. Portal Oficial de la Oficina de Servicios Legislativos de la Asamblea Legislativa de P.R. *Ley Numero 103-2012.* [En línea] [Citado el: 20 de 06 de 2014.] <http://www.oslpr.org/2009-2012/leyes/pdf/ley-103-02-Jun-2012.pdf>.

24. **Dominicana, Comision Nacional de la Energia - República.** Comision Nacional de la Energia. [En línea] [Citado el: 17 de 06 de 2014.] http://www.cne.gov.do/app/do/cl_electrica_files.aspx?set=10070.

25. **Renovables, Sitiosolar.com - Portal de Energias.** La normativa de net metering en México. *Modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña y mediana escala.* [En línea] [Citado el: 02 de 07 de 2014.] <http://www.sitiosolar.com/Modelo%20de%20Contrato%20de%20Interconexion%20%20en%20Mediana%20Escala.pdf>.

26. **renovables, Sitiosolar.com - Portal de energias.** La normativa de net metering en México. *Modelo de contrato de interconexión para fuente colectiva de energía renovable o sistema colectivo de cogeneración eficiente en pequeña escala.* [En línea] [Citado el: 02 de 07 de 2014.] <http://www.sitiosolar.com/modelo%20de%20contrato%20de%20interconexion%20comunitaria.pdf>.

27. **Solar, Sitio.** Sitiosolar.com - Portal de Energias Renovables. *La normativa de net metering en México.* [En línea] [Citado el: 02 de 07 de 2014.] <http://www.sitiosolar.com/la-normativa-de-net-metering-en-mexico/>.

28. **Mexicanos, Camara de Diputados de los Estados Unidos.** Ley para el aprovechamiento de energias renovables . [En línea] [Citado el: 02 de 07 de 2014.] <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LAERFTE.pdf>.

29. **Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE).** Generación Privada - Conexión de Generación a la red de Distribución de baja tensión. *Decreto 173/010 Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica.* [En línea] [Citado el: 07 de 07 de 2014.] http://www.ute.com.uy/pags/generacion_privada/documentos/Decreto173_2010.pdf.

30. **Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Electricas (UTE).** Generación Privada. *Minigeneración.* [En línea] [Citado el: 07 de 07 de 2014.] http://www.ute.com.uy/pags/generacion_privada/minigeneracion.html.

31. **Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).** Servicios al cliente. *Contrato de compra de energía eléctrica por parte de UTE a microgeneradores.* [En línea] [Citado el: 09 de 07 de 2014.] http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/firmas_instaladoras/documentos/CONTRATO%20MICROGENERADORES.pdf.

32. —. Servicios al Cliente - Atención a Técnicos y firmas instaladoras. *Tasas de conexión para suministros con instalaciones microgeneradoras.* [En línea] [Citado el: 09 de 07 de 2014.] http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/firmas_instaladoras/microgeneracion.htm.

33. **Energías Renovables - El periodismo de las energías limpias.** Fotovoltaica. "Entra en vigor el balance neto hogareño". [En línea] [Citado el: 11 de 07 de 2014.] <http://www.energias-renovables.com/articulo/entra-en-vigor-el-balance-neto-hogareno-20121222>.
34. **Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL.** Biblioteca Virtual ANEEL. *REN - RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012*. [En línea] [Citado el: 11 de 07 de 2014.] <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>.
35. **Comisión Nacional de la Energía Eléctrica de Guatemala (CNEE).** Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable –NTGDR- y usuarios autoprodutores con excedentes de energía. [En línea] [Citado el: 16 de 07 de 2014.] <http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/08%20NTGDR.pdf>.
36. **Government of India - Ministry of New and Renewable Energy.** Policy Intervention. *Net Metering*. [En línea] [Citado el: 21 de 07 de 2014.] <http://mnre.gov.in/file-manager/akshay-urja/january-february-2012/EN/44-45.pdf>.
37. **Palang Thai - Empowerment for Green Self-reliance.** Very Small Power Producer (VSPP). [En línea] [Citado el: 18 de 07 de 2014.] <http://www.palangthai.org/en/vspp>.
38. **The Energy Policy and Planning Office (EPPO) - Ministry of Energy from Thailand.** Regulations for the Purchase of Power from Very Small Power Producers (for the Generation Using Renewable Energy). [En línea] [Citado el: 18 de 07 de 2014.] <http://www.eppo.go.th/power/vspp-eng/Regulations%20-VSPP%20Cogen-10%20MW-eng.pdf>.
39. *An assessment of Thailand's feed-in tariff program.* **Tongsopit, Sopitsuda y Greacen, Chris.** 2013, Elsevier - Renewable Energy, págs. 439-445.
40. **Energy Regulatory Commission - Philippines .** A resolution adopting the rules enabling the net metering program for renewable energy. [En línea] [Citado el: 23 de 07 de 2014.] <http://www.erc.gov.ph/Issuances/resolutions?pageIndex=1&displayYears=2013>.
41. **Department of Energy - Republic of the Philippines.** Net Metering. [En línea] [Citado el: 22 de 07 de 2014.] <https://www.doe.gov.ph/netmeteringguide/index.php/downloads>.
42. **Electricity Control Board of Namibia (ECB).** Documents. *Net Metering Rules*. [En línea] [Citado el: 26 de 07 de 2014.] http://www.ecb.org.na/pdf/NET_METERING_Draft_RULES_V5.pdf.
43. **U.S Department of Energy .** DSIRE Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. *Glossary*. [En línea] [Citado el: 29 de 07 de 2014.] <http://www.dsireusa.org/glossary/>.

44. **Freeing The Grid.** Best Practices in State Net Metering Policies and Interconnection Procedures. [En línea] [Citado el: 30 de 07 de 2014.] http://freeingthegrid.org/wp-content/uploads/2013/11/FTG_2013.pdf.
45. **U.S. Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy.** DSIRE - Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. *California Net Metering*. [En línea] 10 de 09 de 2013. [Citado el: 30 de 07 de 2014.] http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA02R&re=1&ee=1.
46. —. DSIRE - Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. *Colorado Net Metering*. [En línea] 26 de 09 de 2012. [Citado el: 31 de 07 de 2014.] http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CO26R&re=1&ee=1.
47. —. DSIRE-Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. *Maryland Net Metering*. [En línea] 18 de 02 de 2013. [Citado el: 31 de 07 de 2014.] http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=MD03R&re=1&ee=1.
48. —. DSIRE - Database of State Incentives for Renewa. *Net Metering New Jersey*. [En línea] 24 de 06 de 2013. [Citado el: 04 de 08 de 2014.] http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=NJ03R&re=1&ee=1.
49. *Análisis del Instrumento Regulatorio "Medición Neta" (Net Metering) y su potencial aplicación al caso Colombiano.* **Botero B., Sergio y Morales R., Carlos A.** 40, 2008, Energética. 0120-9833.
50. **RES LEGAL - Legal Sources on Renewable Energy.** Net Metering. *Denmark*. [En línea] [Citado el: 06 de 08 de 2014.] <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/denmark/single/s/res-e/t/promotion/aid/net-metering/lastp/96/>.
51. **Rqiq Moukhtari, Yassine.** *Trabajo Fin de Master - Analisis de estrategias regulatorias para la implantación del balance neto.* Zaragoza : s.n., 2013.
52. **Gestore Servizi Energetici.** Net Metering. [En línea] [Citado el: 07 de 08 de 2014.] [http://www.gse.it/en/ridssp/NetMetering\(SSP\)/Pages/default.aspx](http://www.gse.it/en/ridssp/NetMetering(SSP)/Pages/default.aspx).
53. *A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources.* **Poullikkas, Andreas, Kourtis, George y Hadjipaschalis, Ioannis.** Cyprus : s.n., 2013, International Journal of Energy and Environment, Vol. 4, págs. 975-1002. 2076-2909.
54. **European Commision.** Legal Sources On Renewable Energy . *Net-Metering (scambio sul posto)*. [En línea] 11 de 07 de 2014. [Citado el: 07 de 08 de 2014.]
55. **Moreano Alvarado, Milton Enrique.** *Trabajo Fin de Asignatura - ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE UNA RED ELECTRICA CON GENERACION DISTRIBUIDA.* Zaragoza : s.n., 2014.
56. **MEER, Ministerio de Electricidad y Energia Renovable del Ecuador.** Ministerio de Electricidad y Energia Renovable del Ecuador MEER. [En línea] [Citado el: 11 de 09 de 2014.] Ministerio de Electricidad y Energia Renovable del Ecuador MEER.

57. **CONELEC, Consejo Nacional de Electricidad.** Consejo Nacional de Electricidad CONELEC. *Normativa*. [En línea] [Citado el: 11 de 09 de 2014.] http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=203.
58. **Centro Nacional de Control de la Energía CENACE.** Centro Nacional de Control de la Energía CENACE. [En línea] [Citado el: 11 de 09 de 2014.] http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=45&Itemid=53.
59. **Yusta Loyo, José María.** *Contratación del Suministro Eléctrico*. Zaragoza : Paraninfo, 2013. 978-84-283-3489-1.
60. **Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador - CONELEC.** Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2012. [En línea] [Citado el: 18 de 09 de 2014.] <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=10371&l=1>.
61. **Simbaña Simbaña, Freddy Santiago.** Evaluación del modelo de mercado eléctrico vigente en el Ecuador a partir de 1999 y planteamiento de un nuevo modelo. Quito : s.n., 2010.
62. **Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador CONELEC.** CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS. [En línea] [Citado el: 7 de 10 de 2014.] http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=11.
63. —. Prestación del Servicio de Alumbrado Público General. [En línea] [Citado el: 23 de 10 de 2014.] http://www.conelec.gob.ec/normativa/REGULACION%20ALUMBRADO%20PUBLICO%20008_11.pdf.
64. **Ministerio de Bienestar Social del Ecuador.** Ley de Defensa Contra Incendios. [En línea] [Citado el: 13 de 10 de 2014.] <http://www.quito-turismo.gob.ec/index.php/component/phocadownload/category/21-base-legal?download=72:ley-de-defensa-contra-incendios>.
65. **Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador - CONELEC.** Mandato Constituyente #15. [En línea] [Citado el: 17 de 09 de 2014.] http://www.conelec.gob.ec/normativa/mandato%20No%2015_electrico_23-07-2008.pdf.
66. —. Participación de Autogeneradores en el Sector Eléctrico (Regulación No. CONELEC 001/14). [En línea] [Citado el: 18 de 09 de 2014.] http://www.conelec.gob.ec/normativa/Regulaci%C3%B3n%20Autogeneradores%20001_14.pdf.
67. —. Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (Codificación Regulación No. CONELEC 001/13). [En línea] [Citado el: 18 de 09 de 2014.] http://www.conelec.gob.ec/normativa/REGULACION%20001_13_CODIFICADA.pdf.

68. —. Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1MW (Regulación No. CONELEC 002/13). [En línea] [Citado el: 18 de 09 de 2014.] http://www.conelec.gob.ec/normativa/002_13%20Mayores%20a%201%20MW.pdf.
69. —. Resolución 022-11 Regulación Determinación de la Metodología para el Cálculo del Plazo y de los Precios Referenciales de los Proyectos de Generación y Autogeneración. [En línea] [Citado el: 19 de 09 de 2014.] <http://www.conelec.gob.ec/normativa/CONELEC%20plazos.pdf>.
70. **libre, Wikipedia - La enciclopedia.** Ecuador. *Hidrografía del Ecuador*. [En línea] [Citado el: 23 de 09 de 2014.] <http://es.wikipedia.org/wiki/Ecuador>.
71. **Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador CONELEC.** [En línea] 2008. [Citado el: 24 de 09 de 2014.] <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1792>.
72. **Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador - CONELEC.** [En línea] 2013. [Citado el: 24 de 09 de 2014.] <http://www.energia.gob.ec/ministerio-de-electricidad-y-energia-renovable-presento-el-primer-atlas-eolico-del-ecuador/>.
73. **F. Velasco, Gerardo y Cabrera, Edgar.** Generación solar fotovoltaica dentro del esquema de generación distribuida para la provincia de Imbabura. [En línea] [Citado el: 24 de 09 de 2014.] <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9350>.
74. **Interstate Renewable Energy Council IREC.** Net Metering Model Rules . [En línea] 2009. [Citado el: 9 de 10 de 2014.] <http://www.irecusa.org/publications/>.
75. **Soluciones Técnicas Integrales - ENERPRO.** Productos. [En línea] [Citado el: 14 de 10 de 2014.] <http://www.enerpro.com.ec/index.php/es/productos/inventario>.
76. **CODESO Energía Solar fotovoltaica y térmica .** [En línea] [Citado el: 14 de 10 de 2014.] <http://www.codeso.com/index.html>.
77. **ELECTRO ECUATORIANA.** Energías Renovables. [En línea] [Citado el: 14 de 10 de 2014.] <http://www.electroecuadoriana.com/energiasrenovables.htm>.
78. **Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador MEER.** [En línea] [Citado el: 14 de 10 de 2014.] <http://www.energia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/05/APORTES-AL-PLAN-NACIONAL-DEL-BUEN-VIVIR-ABRIL-2014.pdf>.
79. **Corporación Nacional de Electricidad del Ecuador CNEL EP.** Cocinas de Inducción. [En línea] [Citado el: 14 de 10 de 2014.] <http://www.cnel.gob.ec/>.
80. **Ministerio de Industrias y Productividad.** Renova Refrigeradora. [En línea] [Citado el: 14 de 10 de 2014.] <http://www.industrias.gob.ec/renova-refrigeradora/>.

81. **Díaz Castro, Ramiro David.** *Estudio sobre la factibilidad de la implementación de un modelo de comprador único o monopsonio en el Mercado Eléctrico Mayorista de Ecuador.* Escuela Politecnica Nacional. Quito : s.n., 2009.

82. **Palang Thai - Empowerment for Green Self-reliance.** Document Downloads. *Thailand Experience with Clean Energy Technologies: Power Purchase Programs.* [En línea] [Citado el: 18 de 07 de 2014.] <http://www.palangthai.org/en/docs/ThailandsCaseStudyJuly22.pdf>.

83. **Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador - CONELEC.** Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (Regulación No. CONELEC 004/11). [En línea] [Citado el: 18 de 09 de 2014.] http://www.conelec.gob.ec/normativa/CONELEC_004_11_ERNC.pdf.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y hermana, por todo el apoyo que me brindaron para continuar con pie firme esta increíble experiencia académica y de vida.

A Jenny, por su amor y apoyo constante a pesar de la distancia que nos separaba.

A José María Yusta, por tu total y completo apoyo como tutor de este trabajo. Gracias por el tiempo y la dedicación que has tenido hacia mí para la realización de este trabajo.

A mis amigos y conocidos, tanto en España como en Ecuador, que a pesar de las distancias o circunstancias siempre alentaban esta aventura del otro lado del charco

Finalmente, a Zaragoza y España, por recibirme y acogerme como uno más de sus ciudadanos.

MUCHAS GRACIAS A TODOS

ANEXOS

ANEXO 1: TIPOS DE CONSUMIDOR Y/O USO DE LA ENERGIA DE LAS EXPERIENCIAS ANALIZADAS

#	PAIS	TIPOS DE CONSUMIDOR Y/O USO DE LA ENERGIA
1	Sudafrica	- Residenciales (<600 kWh) - No Residenciales (>600 kWh o mas de 100 Amps de corriente).
2	Republica Dominicana	- Residenciales - Comerciales e industriales
3	Puerto Rico	- Residenciales - Comerciales e industriales
4	Mexico	SISTEMAS DE PEQUEÑA Y MEDIANA ESCALA - Residenciales - Comerciales e industriales
		SISTEMAS COLECTIVOS DE PEQUEÑA ESCALA - Sistemas colectivos: Residenciales - Sistemas colectivos: Comerciales
5	Uruguay	- Residenciales - Comerciales e industriales
6	Guatemala	Todos (no se establecen excepciones)
7	Brasil	Todos (no se establecen excepciones)
8	Tailandia	Todos (no se establecen excepciones)
9	Filipinas	Todos los usuarios finales de la electricidad en redes de distribución (siempre que el usuario tenga un buen historial de pagos de sus facturas electricas)

10	Namibia	Todos los clientes conectados a redes de distribución
11	EE.UU - Estado de California	<ul style="list-style-type: none"> - Residencial. - Comercial - Industrial - Gobiernos locales, estatales, federales. - Multifamiliares - Agricultura - Escolares - Organizaciones sin fines de lucro
12	EE.UU - Estado de Colorado	<ul style="list-style-type: none"> - Residencial. - Comercial. - Industrial
13	EE.UU - Estado de Maryland	<ul style="list-style-type: none"> - Residencial. - Comercial - Industrial - Gobiernos locales, estatales, federales. - Agricultura - Escolares - Organizaciones sin fines de lucro
14	EE.UU - Estado de New Jersey	<ul style="list-style-type: none"> - Residencial. - Comercial - Industrial - Gobiernos locales, estatales, federales, tribales - Agricultura - Escolares - Organizaciones sin fines de lucro
15	Dinamarca	Todos (no se establecen excepciones)
16	Italia	Todos (no se establecen excepciones)

ANEXO 2: TECNOLOGIAS DE GENERACION ADMISIBLES

#	PAIS	TECNOLOGIAS ELEGIBLES
1	Sudafrica	Todas las tecnologias de generacion distribuida menor a 100 kW de potencia.
2	Republica Dominicana	Predominantemente: - Solar. - Eolica - Biomasa - Otras Fuentes Renovables
3	Puerto Rico	- Solar. - Eolica - Otras Fuentes Renovables
4	Mexico	SISTEMAS DE PEQUEÑA Y MEDIANA ESCALA - Fuentes Renovables - Fuentes no Renovables (siempre que cumplan los criterios de eficiencia establecidos por la Comisión)
		SISTEMAS COLECTIVOS DE PEQUEÑA ESCALA - Fuentes Renovables - Fuentes no Renovables (siempre que cumplan los criterios de eficiencia establecidos por la Comisión)
5	Uruguay	- Solar - Eolica - Biomasa - Minihidraulica
6	Guatemala	- Solar - Eolica - Geotermica - Hidraulica - Biomasa - Otras que defina el Ministerio de Energia y Minas Guatemalteco.
7	Brasil	- Hidráulica. - Solar - Eolica - Biomasa - Cogeneración
8	Tailandia	- Eolica - Solar - Mini hidraulica - Mareomotriz. - Geotermica. - Biogas (proveniente de desechos agricolas, residuos de procesos industriales o desechos de entornos urbanos)

9	Filipinas	<ul style="list-style-type: none"> - Eolica - Solar. - Biomasa - Biogas - Otras
10	Namibia	<ul style="list-style-type: none"> - Eolica - Solar. - Biomasa - Biogas - Biofuel - Celdas de combustible.
11	EE.UU - Estado de California	<ul style="list-style-type: none"> - Solar fotovoltaica y termica. - Eolica - Biomasa - Geotermica - Celdas de combustible - Biogas - Pequeña hidraulica - Mareomotriz - Termica Oceanica
12	EE.UU - Estado de Colorado	<ul style="list-style-type: none"> - Solar fotovoltaica y térmica. - Eolica - Biomasa. - Geotermica. - Energia reciclada - Gran y pequeña hidraulica. - Celdas de Combustible
13	EE.UU - Estado de Maryland	<ul style="list-style-type: none"> - Solar fotovoltaica. - Eolica. - Biomasa. - Celdas de Combustible. - Ciclo combinado (CHP) - Cogeneración. - Digestión Anaerobica.
14	EE.UU - Estado de New Jersey	<ul style="list-style-type: none"> - Solar fotovoltaica y termica. - Eolica. - Biomasa. - Gas de vertedero. - Geotermica. - Digestión Anaerobica. - Energia Mareomotriz. - Celdas de Combustible.
15	Dinamarca	Todas las tecnologías (a excepción de la geotermica)
16	Italia	Todas las tecnologías renovables

ANEXO 3. POTENCIAS DE GENERACION PERMITIDAS

#	PAIS	POTENCIA DE GENERACIÓN PERMITIDA	0 -100 kW	101 Kw-1 MW	1 MW-5 MW	5 MW-10MW	SIN LIMITE	OBSERVACION
1	Sudafrica	- 100 kW	T	-	-	-	-	NINGUNA
2	Republica Dominicana	- Hasta 25 kW (Consumidor Residencial) - Hasta 1 MW (Consumidores Comerciales e Industriales)	R	C-I	-	-	-	NINGUNA
3	Puerto Rico	- Hasta 25 kW (Cliente Residencial) - Hasta 1 MW (Cliente Comercial e Industrial).	R	-	C-I	-	-	La ley 103-2012 incrementó dicha potencia hasta los 5 MW
4	Mexico	Sistemas de pequeña escala: - Hasta 10 kW (sistemas de uso residencial). - Hasta 30 kW (pequeños negocios o empresas). Sistemas de mediana escala: Hasta 500 kW Sistemas de generación comunitaria: - Uso residencial: hasta 10 kW por cada hogar que participe. - Uso general: hasta 30 kW por cada negocio u empresa que participe.	R-C	C	-	-	-	NINGUNA
5	Uruguay	Para sistemas de microgeneración: - Monofásicas: $\leq 3,7 \text{ kW y } \leq \text{Pc}^*$ - Trifásicas 230 V: $\leq 6,4 \text{ kW y } \leq \text{Pc}^*$ - Trifásicas 400 V: $\leq 11 \text{ kW y } \leq \text{Pc}^*$ - Monofásicas retorno por tierra: $\leq 5,75 \text{ kW y } \leq \text{Pc}^*$ Para sistemas de minigeneración: - Monofásicas: $> 3,7 \text{ kW y } \leq \text{Pc}^*$ - Trifásicas 230 V: $> 6,4 \text{ kW y } \leq \text{Pc}^*$ - Trifásicas 400 V: $> 11 \text{ kW y } \leq \text{Pc}^*$ - Monofásicas retorno por tierra: $> 5,75 \text{ kW y } \leq \text{Pc}^*$ *Pc = Potencia contratada por el suscriptor	T	-	-	-	-	Potencias maximas: - Trifásicas 230 V: 100 kW. - Trifásicas 400 V: 150 kW.
6	Guatemala	- Hasta 5 MW.	-	-	T	-	-	NINGUNA
7	Brasil	- Hasta 100 kW (microgeneración) - Hasta 1 MW (minigeneración)	T	T	-	-	-	NINGUNA
8	Tailandia	- Hasta 10 MW	-	-	-	T	-	NINGUNA
9	Filipinas	- Hasta 100 kW	T	-	-	-	-	NINGUNA
10	Namibia	- Hasta 500 kVA	-	T	-	-	-	NINGUNA
11	EE.UU - Estado de California	- Hasta 1 MW - Hasta 10 MW	-	T	-	-	-	10 MW UNICAMENTE PARA UN MAXIMO DE 3 BIODIGESTORES DE BIOGAS
12	EE.UU - Estado de Colorado	- Para clientes de empresas privadas (IOU's): hasta un máximo de 120% de la demanda (consumo) anual del sitio. - Para clientes de empresas municipales o cooperativas: Hasta 10 kW para clientes residenciales y 25 kW para clientes no residenciales.	R	-	-	-	-	POTENCIA MAXIMA EN FUNCION DE LA DEMANDA ANUAL DEL SITIO DE INSTALACION
13	EE.UU - Estado de Maryland	- Hasta un máximo de 2 MW. - Para equipos de cogeneración y ciclo combinado se permite hasta un máximo de 30 kW por equipo. - Tambien se limita el uso del sistema de generación hasta un máximo del 200% del consumo anual de referencia del usuario.	-	-	T	-	-	POTENCIA MAXIMA EN FUNCION DE LA DEMANDA ANUAL DEL SITIO DE INSTALACION
14	EE.UU - Estado de New Jersey	- Sin límite de potencia. Sin embargo el sistema deberá dimensionarse de manera que, la producción de energía eléctrica no exceda del consumo anual del sitio de la instalación (registro del año anterior a la instalación).	-	-	-	-	T	POTENCIA MAXIMA EN FUNCION DE LA DEMANDA ANUAL DEL SITIO DE INSTALACION
15	Dinamarca	- Sin límite de potencia	-	-	-	-	T	NINGUNA
16	Italia	- Hasta 200 kW	-	T	-	-	-	NINGUNA

R=Usuario Residencial; C=Usuario Comercial; I=Usuario Industrial; T = Para todos los tipos de usuario

ANEXO 4: TIPOS DE BALANCE NETO Y VALIDEZ DE LOS CREDITOS DE LAS EXPERIENCIAS ANALIZADAS

#	PAIS	COMPENSACION	TIPO DE BALANCE NETO	VALIDEZ DE LOS CREDITOS	OBSERVACIONES
1	Sudafrica	FiT - compensación por cada kWh vertido a la red	Balance Neto con opción de compra	-	NINGUNA
2	Republica Dominicana	<ul style="list-style-type: none"> - Se obtienen "creditos" por el exceso de energía vertido a la red. - Se obtienen "debitos" en los cargos fijos y de potencia. - El 75% de los creditos que no hayan sido utilizados al final del año, serán compensados economicamente por la empresa distribuidora. - Los creditos y debitos unicamente serán validos para el usuario propietario de la instalación. 	Balance Neto con opción de compra y crédito	12 Meses	NINGUNA
3	Puerto Rico	<ul style="list-style-type: none"> - Se obtienen "creditos" por el exceso de energía vertido a la red. Hasta un maximo de 300 kWh para clientes residenciales y un maximo de 10 MWh para clientes comerciales. - El 75% de los creditos que no hayan sido utilizados al final del año, serán compensados economicamente por la empresa distribuidora. - Los creditos y debitos unicamente serán validos para el usuario propietario de la instalación. 	Balance Neto con opción de compra y crédito	12 Meses	NINGUNA
4	Mexico	<p>SISTEMA DE COGENERACION EN MEDIANA ESCALA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se obtienen "créditos" por el exceso de energía vertida a la red. Para suministros en tarifa horaria en media tensión, los créditos se clasificarán de acuerdo al periodo horario y mes en que fueron generados. - Los creditos horarios obtenidos en periodos horarios (punta, intermedia y base) pueden ser compensados posteriormente con energía del mismo o diferente periodo horario, a través de formulas establecidas en la norma. - Los creditos deberán ser compensados en un periodo de 12 meses, caso contrario serán cancelados y el generador renuncia a cualquier pago por los mismos. 	Balance Neto con opción de crédito (Rolling Credit)	12 Meses	NINGUNA
		<p>SISTEMAS COLECTIVO DE PEQUEÑA ESCALA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se obtienen "creditos" por el exceso de energía, en función de la parte proporcional asignada por el representante a cada uno de los participantes del sistema colectivo de generación. - Los creditos deberán ser compensados en un periodo de 12 meses, caso contrario serán cancelados y el generador renuncia a cualquier pago por los mismos. 	Balance Neto con opción de crédito (Rolling Credit)	12 Meses	NINGUNA
5	Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> - FiT (unicamente para empresas): La UTE comprará toda la energía vertida a la red de acuerdo a los precios establecidos por el gobierno central. Los pagos se realizarán previa presentación de las correspondientes facturas. - DESCUENTO (para clientes particulares): la UTE realizará un pago en forma de descuento en la facturación del mes siguiente. - El plazo de suministro del generador será de 10 años. - Los energía producida no puede ser cedida a terceros. 	Balance Neto con opción de compra	-	NINGUNA
6	Guatemala	<p>El Generador puede ser compensado de tres formas distintas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Economicamente a través de la venta de la energía excedente a la Empresa de Distribución de Energía local y/o al Mercado Mayorista Guatemalteco. - Obtener créditos por el exceso de energía vertido a la red. Dichos créditos se liquidan trimestralmente. 	Balance Neto con opción de compra y crédito	3 meses	NINGUNA
7	Brasil	<ul style="list-style-type: none"> - Se obtienen "créditos" por el exceso de energía vertida a la red. los créditos generados en un periodo horario, pueden ser usados para compensar la energía consumida en otro periodo horario, observando siempre la relación de precios entre los distintos periodos horarios. - Los créditos obtenidos tienen un periodo de validez de 36 meses. 	Balance Neto con opción de crédito (Rolling Credit)	36 meses	NINGUNA
8	Tailandia	- FiT Premium: la energía vertida a la red se paga al precio medio del mercado mayorista de electricidad, incluyendo además un recargo de ajuste de tarifa.	Balance Neto con opción de compra	-	NINGUNA

8	Tailandia	- FIT Premium: la energía vertida a la red se paga al precio medio del mercado mayorista de electricidad, incluyendo además un recargo de ajuste de tarifa.	Balance Neto con opción de compra	-	NINGUNA
9	Filipinas	- Se obtienen "créditos peso" por el exceso de energía vertido a la red.	Balance Neto con opción de credito (Rolling Credit)	-	NINGUNA
10	Namibia	- Se obtienen "créditos" por el exceso de energía vertida a la red. - Los créditos obtenidos serán perpetuos, es decir, no perderán nunca su validez y podrán ser utilizados para futuras compras de electricidad.	Balance Neto con opción de credito (Rolling Credit)	Tiempo ilimitado	Posibilidad de obtener creditos carbonos
11	EE.UU - Estado de California	- Se obtienen "créditos" por el exceso de energía vertida a la red. - En el caso de existir creditos acumulados sin compensar al final de 12 meses, se podrá optar por utilizarlos de forma indefinida para compras futuras de energía o recibir una compensación económica (FIT) a un precio definido por la empresa de suministro.	Balance Neto con opción de compra y crédito	12 meses - Tiempo ilimitado	Posibilidad de utilizar los creditos en otros sitios distintos del lugar de la instalación. Posibilidad de instalacion de sistemas renovables en pequeños barrios o multifamiliares
12	EE.UU - Estado de Colorado	- Se obtienen "créditos" por el exceso de energía vertida a la red. - CLIENTES DE IOU'S: En el caso de existir creditos acumulados sin compensar al final de 12 meses, se podrá optar por utilizarlos de forma indefinida para compras futuras de energía o recibir una compensación económica (FIT) a un precio definido por la empresa de suministro. - CLIENTES DE EMPRESAS MUNICIPALES O COOPERATIVAS: unicamente podran ser compensados economicamente (FIT) al mismo costo de los clientes de IOU's	Balance Neto con opción de compra y crédito	12 meses - Tiempo ilimitado	Posibilidad de utilizar los creditos en otros sitios distintos del lugar de la instalación. Posibilidad de instalacion de sistemas renovables en pequeños barrios o multifamiliares
13	EE.UU - Estado de Maryland	- Se obtienen "créditos" por el exceso de energía vertida a la red. - Los creditos acumulados al final de un periodo de 12 meses se compensarán economicamente (FIT) al precio promedio del mercado mayorista de electricidad.	Balance Neto con opción de compra y crédito	12 Meses	NINGUNA
14	EE.UU - Estado de New Jersey	- Se obtienen "créditos" por el exceso de energía vertida a la red. - Los creditos acumulados al final de un periodo de 12 meses se compensarán economicamente (FIT) a costos evitados. - Los créditos seran compensados en tiempo real, es decir, en función de la hora en que fueron generados.	Balance Neto con opción de compra y crédito	12 Meses	NINGUNA
15	Dinamarca	- No se especifica compensación por la energía vertida a la red. - El consumidor-generador que use todo o parte de la electricidad producida para sus propias necesidades tendrá una completa o parcial excepción de pago del PSO respectivamente. - La potencia del equipo tambien es un determinante en la excepción total o parcial de dicho impuesto.	Reducción de impuestos	-	NINGUNA
16	Italia	- Se obtienen "créditos" por el exceso de energía vertida a la red. - Los créditos obtenidos serán perpetuos, es decir, no perderán nunca su validez y podrán ser utilizados para futuras compras de electricidad.	Balance Neto con opción de credito (Rolling Credit)	Tiempo ilimitado	NINGUNA

ANEXO 5: CARGOS Y/O IMPUESTOS ADICIONALES

#	PAIS	IMPUESTOS/CARGOS ADICIONALES
1	Sudafrica	<ul style="list-style-type: none"> - Cargo fijo por servicios de red y administracion. - Cargo variable por la energia adquirida. - Cargos por lectura de contadores - Impuesto al Valor Agregado (VAT) 14%
2	Republica Dominicana	<ul style="list-style-type: none"> - Cargo fijo mensual (en funcion de la tarifa y nivel de consumo). - Cargo por potencia Maxima (en función de la tarifa y nivel de consumo).
3	Puerto Rico	<ul style="list-style-type: none"> - "Factura Minima" mensual (en función de la tarifa contratada). Es equivalente al valor de la factura de un cliente que no haya tenido consumo de energia durante el periodo de facturación.
4	Mexico	<ul style="list-style-type: none"> - Mantener vigente el contrato de suministro electrico
5	Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> - Tasas de conexión (en función de la potencia contratada y el tipo de tarifa aplicada). - Impuestos de ley - Mantener vigente el contrato de suministro electrico
6	Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> - Peaje de Transporte: Unicamente para aquellos Generadores Distribuidos Renovables que reciban compensación economica y que hayan comprometido su producción bajo contrato. - Carjo fijo y cargo por potencia: Unicamente aplica para usuarios con excedentes de energia en el punto de consumo, de acuerdo a la tarifa que aplique para dicho usuario.
7	Brasil	N/A
8	Tailandia	<ul style="list-style-type: none"> - Pago de todos los componentes del precio de la electricidad. - Pago del cargo por el uso de las redes de distribución (solo para las importaciones de electricidad)
9	Filipinas	<ul style="list-style-type: none"> - Cargo "Net Metering": cargo que se cobra a todos los usuarios acogidos bajo esta modalidad. Dicho pago será utilizado para realizar mejoras en las redes de distribución, toma de lectura de los medidores y demas servicios adicionales.

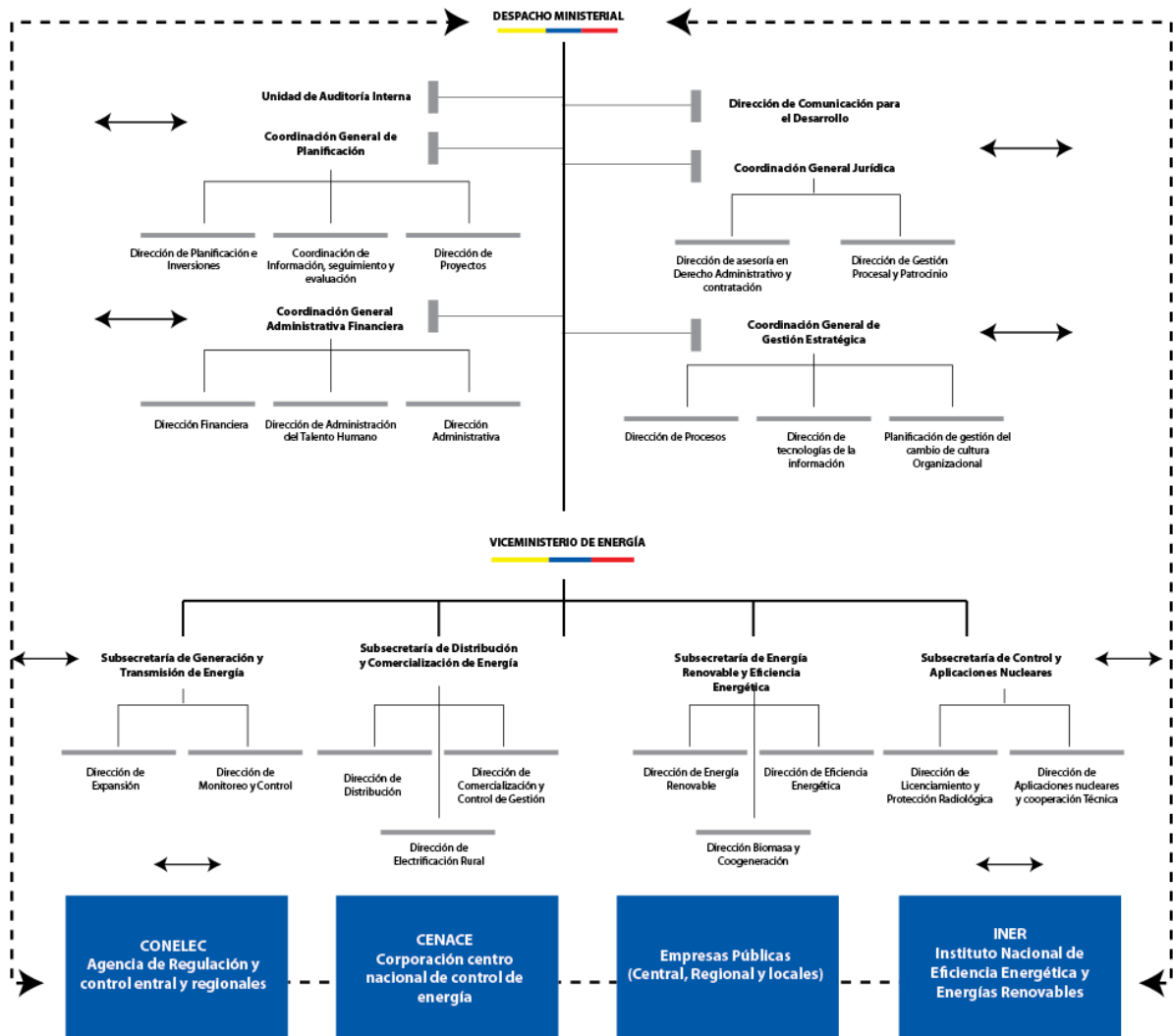
10	Namibia	- Se deberá mantener vigente una licencia de distribución otorgada por el organismo pertinente. No se indica el pago de cargos adicionales por acogerse en el programa ni por la energía importada y/o exportada.
11	EE.UU - Estado de California	- No se cobrarán cargos adicionales a los consumidores-generadores acogidos en el programa.
12	EE.UU - Estado de Colorado	No se especifica
13	EE.UU - Estado de Maryland	- No se cobrarán cargos adicionales a los consumidores-generadores acogidos en el programa.
14	EE.UU - Estado de New Jersey	No se especifica
15	Dinamarca	- Potencias iguales o mayores o iguales a 6 kW deberán pagar un peaje de producción. - PSO (Impuesto a los Servicios Públicos). - Tarifa de la Red Eléctrica (Grid Tariff) - Tasas del Sistema (System Tariff)
16	Italia	- Cargo por conexión: necesarios para cubrir los costos administrativos del operador de red.

ANEXO 6: COBERTURA DE SERVICIO ELECTRICO EN ECUADOR (POR PROVINCIAS) – AÑO 2012

PROVINCIA	VIVIENDAS CON SERVICIO	VIVIENDAS TOTALES	COBERTURA (%)
AZUAY	196.794	200.861	97,97
BOLÍVAR	45.774	51.039	89,68
CAÑAR	61.471	63.395	96,96
CARCHI	44.792	45.825	97,74
CHIMBORAZO	122.161	130.828	93,37
COTOPAXI	101.674	110.007	92,42
EL ORO	167.672	171.277	97,89
ESMERALDAS	127.503	141.082	90,37
GALÁPAGOS	7.810	7.840	99,61
GUAYAS	984.997	1.026.520	95,95
IMBABURA	105.954	108.454	97,69
LOJA	116.437	121.257	96,02
LOS RÍOS	201.097	215.527	93,30
MANABÍ	333.949	362.968	92,00
MORONA SANTIAGO	28.505	36.393	78,32
NAPO	22.412	24.703	90,72
ORELLANA	32.662	37.731	86,56
PASTAZA	18.472	21.833	84,60
PICHINCHA	783.223	787.357	99,47
SANTA ELENA	73.300	81.730	89,68
SANTO DOMINGO	100.639	103.950	96,81
SUCUMBÍOS	41.554	47.369	87,72
TUNGURAHUA	145.783	150.098	97,12
ZAMORA CHINCHIPE	21.417	23.907	89,58
ZONAS NO DELIMITADAS	7.396	8.837	83,69
NACIONAL	3.893.448	4.080.788	95,41





Fuente: CONELEC, INEC

ANEXO 7: ORGANIGRAMA DEL MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS RENOVABLES DEL ECUADOR - MEER



Las Empresas Públicas (señaladas en el recuadro azul) son todas aquellas empresas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica distribuidas a lo largo del país.

Algunas de las entidades más importantes y sus actividades se muestran a continuación:

ENTIDAD	ACTIVIDADES
Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC 	<ul style="list-style-type: none"> - Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación - Aprobar los pliegos tarifarios (precios) de la electricidad. - Establecer regulaciones a las cuales deberán ajustarse los actores del sector eléctrico - Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía.
Centro Nacional de Control de la Energía - CENACE 	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI). - Administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP 	<ul style="list-style-type: none"> - La generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica. - La planificación, diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas no incorporados al Sistema Nacional Interconectado (SNI). - Comprar, vender, intercambiar y comercializar energía con los diferentes actores del sector eléctrico.
Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables - INER 	<ul style="list-style-type: none"> - Instituto de investigación en materia de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

ANEXO 8: CONSUMO FINAL DE ENERGIA PER CAPITA (kWh/hab.) PERIODO 2002 – 2011.

País	Consumo de Energía Final Per Cápita (kWh/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BOLIVIA	426,22	426,35	439,11	464,39	489,21	519,53	565,13	581,05	611,53	716,71
ECUADOR	678,94	709,10	743,84	779,80	823,31	871,96	911,26	943,11	971,97	1.038,19
COLOMBIA	866,46	872,12	906,80	901,64	926,61	949,19	954,94	1.012,17	1.028,03	1.116,56
PERÚ	723,07	746,24	776,22	805,92	869,80	949,16	1.020,93	1.025,62	1.079,42	1.148,82
PARAGUAY	791,15	786,55	765,57	803,21	854,26	910,92	958,01	1.016,25	1.063,76	1.152,81
BRASIL	1.740,99	1.813,17	1.883,96	1.943,49	1.995,26	2.078,26	2.137,29	2.108,22	2.243,69	2.322,69
URUGUAY	1.858,71	1.799,75	1.885,33	1.946,85	2.175,17	2.361,64	2.499,41	2.548,90	2.665,08	2.749,94
ARGENTINA	1.963,04	2.121,03	2.314,31	2.096,83	2.473,28	2.588,81	2.697,42	2.657,72	2.792,96	2.859,68
VENEZUELA	2.461,33	2.421,97	2.593,02	2.729,80	2.944,41	3.059,18	3.113,29	3.202,29	2.988,68	3.097,58
CHILE	2.579,41	2.770,85	2.901,75	2.940,45	3.068,09	3.175,71	3.174,85	3.170,40	3.194,04	3.392,16

Fuente: CONELEC, OLADE (SIEE Sistema de Información Económica Energética), CEPAL.

ANEXO 9: PRECIOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA PARA USO COMERCIAL E INDUSTRIAL – PERIODO 2002-2011

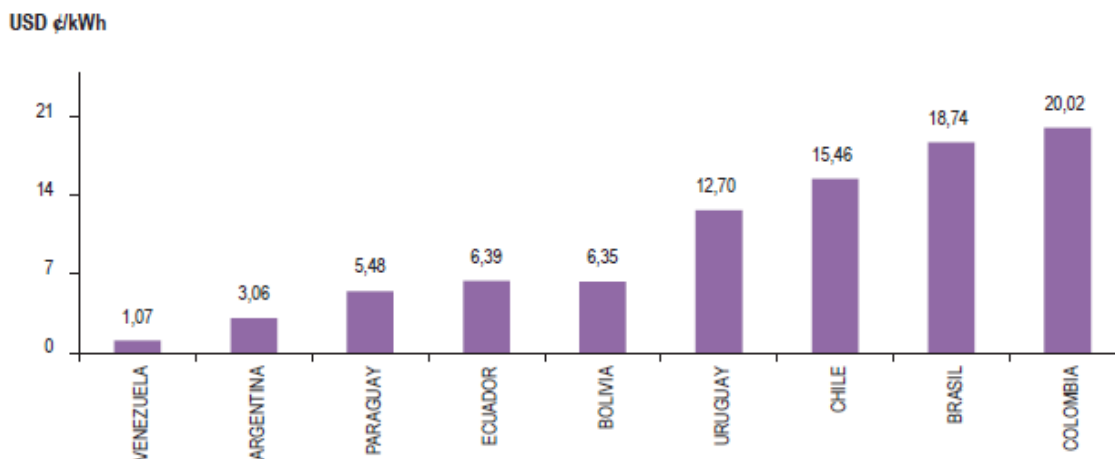
USO INDUSTRIAL

País	Precios medios de Electricidad Industrial USD ¢/kWh									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
VENEZUELA	2,35	2,20	2,31	2,37	2,71	2,80	ND	ND	1,07	1,07
ARGENTINA	2,21	2,49	3,28	4,38	4,06	4,86	ND	4,80	3,20	3,06
PARAGUAY	3,49	3,42	3,60	3,48	3,86	4,22	5,12	5,10	4,85	5,48
ECUADOR	8,06	7,97	7,55	7,44	7,50	7,46	7,19	6,38	6,53	6,39
BOLIVIA	4,57	4,09	5,11	4,81	ND	ND	ND	5,33	6,45	6,35
URUGUAY	5,77	5,71	6,28	8,10	8,99	9,97	12,20	11,80	11,72	12,70
CHILE	5,48	5,58	ND	7,83	8,99	11,45	14,65	13,31	14,14	15,46
BRASIL	3,63	4,64	5,84	9,88	12,39	14,36	14,73	15,58	18,27	18,74
COLOMBIA	6,26	5,78	8,02	8,32	8,23	9,13	ND	13,16	17,00	20,02
PERÚ	5,10	5,05	5,38	5,77	5,65	5,60	6,66	6,09	5,91	ND

ND: Información no disponible

AÑO 2011

Fuente: OLADE



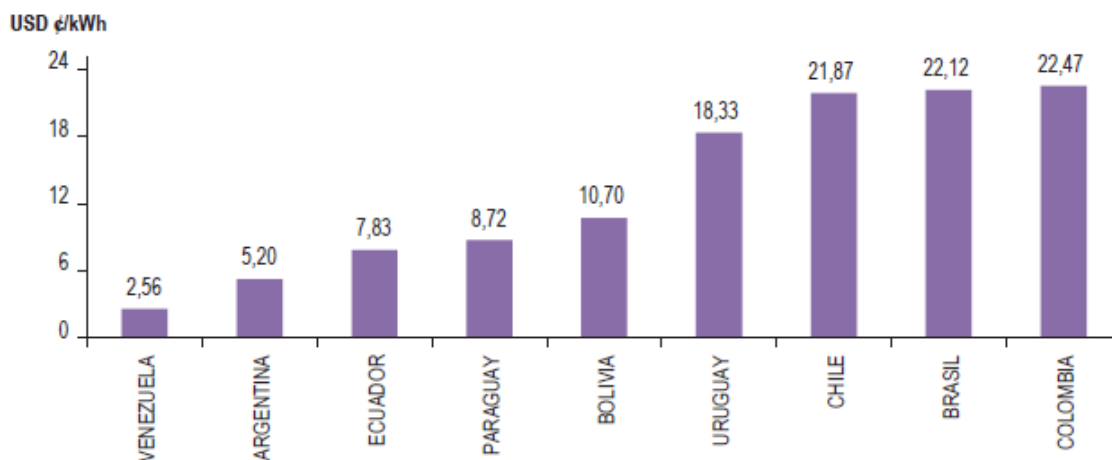
De acuerdo a la información antes mostrada, Ecuador se ubica en el *cuarto puesto* entre los países con menores precios de la electricidad para uso industrial al año 2011 (6.39 USD/kWh) a nivel regional. Ecuador, al igual que Venezuela, son los dos únicos países que muestran decrementos en los precios de esta tarifa, pasando de tener un precio de 8,06 USD/kWh en 2002, a un precio de 5,96 USD/kWh al año 2011.

USO COMERCIAL

País	Precios medios de Electricidad Comercial Servicio Público (USD €/kWh)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
VENEZUELA	5,61	4,84	4,69	4,30	4,42	4,11	ND	ND	2,56	2,56
ARGENTINA	4,41	4,82	5,61	6,75	6,94	8,53	ND	8,16	5,44	5,20
ECUADOR	8,24	8,60	8,27	8,11	8,20	8,17	8,02	7,75	7,85	7,83
PARAGUAY	5,25	5,49	5,81	5,70	6,21	6,71	7,86	7,00	7,71	8,72
BOLIVIA	9,21	8,54	10,50	9,92	ND	ND	ND	10,59	10,72	10,70
URUGUAY	12,26	11,79	12,73	15,80	16,66	17,40	20,34	17,20	17,03	18,33
CHILE	7,82	8,24	ND	12,97	14,63	17,69	ND	22,50	23,43	21,87
BRASIL	7,06	ND	ND	13,99	16,51	18,46	19,10	18,09	20,73	22,12
COLOMBIA	7,55	6,86	8,87	8,49	8,69	9,38	ND	12,87	19,70	22,47
PERÚ	7,43	7,14	7,77	8,47	8,20	8,26	8,89	9,70	10,11	ND

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE



De acuerdo a la información antes mostrada, Ecuador se ubica en el *tercer puesto* de entre los países con menores precios de la electricidad para uso comercial al año 2011 (7.83 USD/kWh) a nivel regional. Al igual que en el caso de la tarifa industrial, Ecuador y Venezuela, son los dos únicos países que muestran decrementos en los precios de esta tarifa, pasando de tener un precio de 8,24 USD/kWh en 2002, a un precio de 7,83 USD/kWh al año 2011.

RESIDENCIAL: PRECIOS MEDIOS A NIVEL REGIONAL

País	Precios medios de Electricidad Residencial (USD €/kWh)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ARGENTINA	3,28	3,74	3,76	3,72	2,48	2,43	ND	2,92	1,94	1,86
VENEZUELA	4,92	3,86	3,83	3,59	3,72	3,58	ND	ND	2,24	2,24
PARAGUAY	5,24	5,41	5,85	5,70	6,27	6,93	8,08	7,00	7,23	8,18
BOLIVIA	5,81	5,53	7,15	6,55	ND	ND	ND	7,65	8,63	8,57
ECUADOR	8,66	9,46	9,83	9,73	9,77	9,64	9,36	9,04	9,22	9,42
COLOMBIA	7,06	9,36	11,43	12,70	12,76	15,16	ND	13,61	16,40	18,99
CHILE	8,21	8,60	ND	12,37	13,61	16,61	23,15	21,29	22,94	21,12
BRASIL	8,38	10,05	11,82	16,87	18,81	21,03	21,28	20,10	23,64	26,14
URUGUAY	11,83	11,41	12,45	15,71	17,42	19,44	23,50	22,10	25,88	28,26
PERÚ	8,98	9,67	9,96	11,04	10,76	10,69	11,27	11,93	12,21	ND

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE

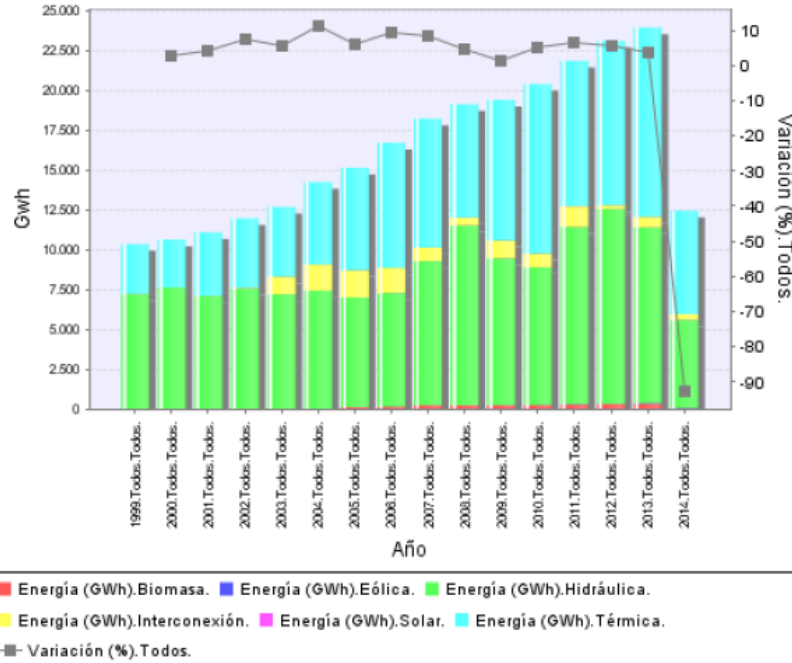
ANEXO 10: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO – AÑOS 2003 - 2012

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Efectiva (MW)									
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Renovable	Hidráulica	1.733,49	1.732,50	1.749,94	1.785,80	2.030,45	2.032,52	2.032,16	2.215,19	2.207,17	2.236,62
	Biomasa	-	28,00	55,60	63,30	63,30	94,50	94,50	93,40	93,40	93,40
	Eólica	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
	Solar	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08
Total Renovable		1.733,49	1.760,50	1.805,56	1.849,11	2.096,17	2.129,44	2.129,08	2.311,01	2.303,01	2.332,50
No Renovable	Térmica	1.631,59	1.619,10	1.675,07	1.918,12	2.045,33	2.050,77	2.266,65	2.446,38	2.492,67	2.730,44
Total No Renovable		1.631,59	1.619,10	1.675,07	1.918,12	2.045,33	2.050,77	2.266,65	2.446,38	2.492,67	2.730,44
Total		3.365,09	3.379,60	3.480,63	3.767,24	4.141,50	4.180,21	4.395,73	4.757,39	4.795,68	5.062,95

Fuente: CONELEC

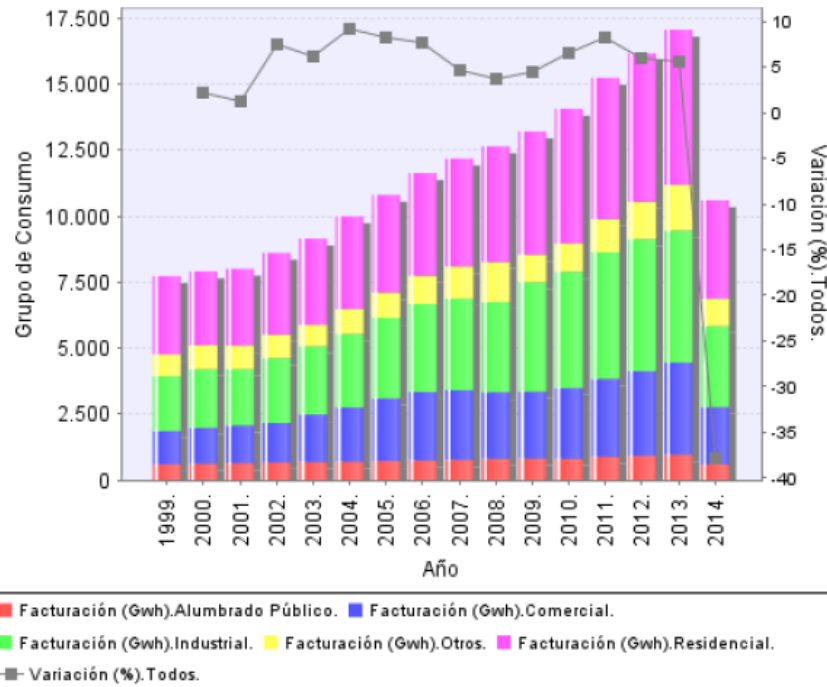
ANEXO 11: PRODUCCION Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL ECUADOR – PERIODO 1999-2013

Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (Gwh)



			Medidas								
			Energía (GWh)							Variación (%)	
			Tipo Central							Tipo Central	
Año	Tipo de Energía	Sub tipo Central	Todos	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Interconexión	Solar	Térmica	Todos	
Todos	Todos	Todos	261.019,60	2.013,12	106,94	136.122,59	12.068,42	8,38	110.700,15		
1999	Todos	Todos	10.331,88			7.176,73	23,76		3.131,39		
2000	Todos	Todos	10.612,44			7.611,23			3.001,21	2,64 %	
2001	Todos	Todos	11.072,03			7.070,65	22,23		3.979,15	4,15 %	
2002	Todos	Todos	11.943,86			7.524,26	56,30		4.363,30	7,30 %	
2003	Todos	Todos	12.665,74			7.180,42	1.119,61		4.365,71	5,70 %	
2004	Todos	Todos	14.226,46	3,24		7.411,70	1.641,61		5.169,90	10,97 %	
2005	Todos	Todos	15.127,47	102,86		6.882,64	1.723,45	0,01	6.418,51	5,96 %	
2006	Todos	Todos	16.686,32	145,56		7.129,49	1.570,47	0,01	7.840,79	9,34 %	
2007	Todos	Todos	18.197,52	218,75	0,96	9.037,66	860,87	0,02	8.079,27	8,30 %	
2008	Todos	Todos	19.108,69	208,32	2,68	11.293,33	500,16	0,03	7.104,16	4,77 %	
2009	Todos	Todos	19.385,37	216,52	3,20	9.225,41	1.120,75	0,01	8.819,48	1,43 %	
2010	Todos	Todos	20.382,76	235,56	3,43	8.636,40	872,90	0,00	10.634,46	4,89 %	
2011	Todos	Todos	21.838,73	278,20	3,34	11.133,09	1.294,59	0,06	9.129,45	6,67 %	
2012	Todos	Todos	23.086,16	296,35	2,40	12.237,72	238,20	0,33	10.311,16	5,40 %	
2013	Todos	Todos	23.922,75	295,79	56,70	11.038,82	662,34	3,66	11.865,42	3,50 %	

Demanda anual de energía eléctrica a nivel nacional por grupo de consumo (GWh)



Medidas							
Facturación (Gwh)							Variación (%)
GrupoConsumo							GrupoConsumo
Año	Todos	Aluminado Público	Comercial	Industrial	Otros	Residencial	Todos
Todos	185.091,00	11.891,17	36.576,67	54.015,46	17.581,90	65.025,80	
1999	7.730,69	593,21	1.263,99	2.072,56	840,63	2.960,30	
2000	7.904,29	620,24	1.362,01	2.218,43	900,29	2.803,32	2,25 %
2001	8.010,25	634,09	1.432,41	2.139,39	888,61	2.915,74	1,34 %
2002	8.612,43	663,68	1.496,52	2.460,19	893,74	3.098,30	7,52 %
2003	9.151,32	675,04	1.805,04	2.589,59	812,00	3.269,65	6,26 %
2004	9.994,29	696,54	2.051,34	2.792,61	938,17	3.515,64	9,21 %
2005	10.810,73	715,82	2.377,57	3.052,41	962,70	3.702,24	8,17 %
2006	11.636,80	741,24	2.598,15	3.332,52	1.068,81	3.896,09	7,64 %
2007	12.189,25	765,46	2.633,77	3.478,32	1.216,52	4.095,19	4,75 %
2008	12.653,44	806,40	2.519,61	3.418,36	1.524,20	4.384,86	3,81 %
2009	13.217,92	819,57	2.532,71	4.147,86	1.045,50	4.672,28	4,46 %
2010	14.076,61	812,03	2.672,33	4.416,76	1.061,30	5.114,18	6,50 %
2011	15.248,80	882,97	2.955,82	4.797,85	1.261,22	5.350,95	8,33 %
2012	16.174,89	913,08	3.209,49	5.012,48	1.411,18	5.628,67	6,07 %
2013	17.072,49	963,73	3.486,02	5.013,34	1.728,01	5.881,39	5,55 %

ANEXO 12: PLIEGO TARIFARIO 2014 APLICABLE PARA LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION CNEL EP

CNEL EL ORO-CNEL ESMERALDAS-CNEL GUAYAS LOS RIOS-CNEL LOS RIOS-CNEL MANABI-CNEL MILAGRO-CNEL SANTA ELENA-CNEL SANTO DOMINGO-CNEL SUCUMBIOS-GALAPAGOS

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS
JUNIO - NOVIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/KW)	ENERGÍA (USD/KWH)	COMERCIALIZACIÓN (USD/consumidor)
CATEGORÍA RESIDENCIAL			
NIVEL TENSIÓN BAJA Y MEDIA TENSIÓN			
0-50		0,091	1,414
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,1285	
701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	
RESIDENCIAL TEMPORAL			
		0,1285	1,414
CATEGORÍA GENERAL			
NIVEL TENSIÓN GENERAL BAJA TENSIÓN			
BAJA TENSIÓN SIN DEMANDA			
COMERCIAL			
0-300 Superior		0,092 0,103	1,414
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO			
0-300 Superior		0,082 0,093	1,414
BOMBEO AGUA			
0-300 Superior		0,072 0,083	1,414
INDUSTRIAL ARTESANAL			
0-300 Superior		0,083 0,099	1,414
ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO			
0 - 100 101-200 201-300 Superior		0,034 0,036 0,038 0,063	1,414
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA			
COMERCIALES E INDUSTRIALES			
	4,790	0,090	1,414
ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES			
	4,790	0,080	1,414
BOMBEO AGUA			
	4,790	0,070	1,414
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA			
COMERCIALES E INDUSTRIALES			
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,790	0,090 0,072	1,414
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES			
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,790	0,080 0,066	1,414
BOMBEO AGUA			
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,790	0,070 0,056	1,414

NIVEL TENSIÓN	GENERAL BAJA Y MEDIA TENSIÓN		
0-300 Superior	BOMBEO AGUA - COMUNIDADES CAMPESINAS DE ESCASOS RECURSOS ECONÓMICOS SIN FINES DE LUCRO		
		0,040 0,040	0,700
	ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA		
	3,000	0,065	1,414
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA		
	3,000	0,065 0,054	1,414
NIVEL TENSIÓN GENERAL MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA			
COMERCIALES E INDUSTRIALES			
	4,790	0,081	1,414
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES			
	4,790	0,071	1,414
BOMBEO AGUA			
	4,790	0,061	1,414
NIVEL TENSIÓN MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA			
COMERCIALES			
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,576	0,081 0,065	1,414
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,576	0,071 0,059	1,414
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	BOMBEO AGUA		
	4,576	0,061 0,049	1,414
NIVEL TENSIÓN MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
INDUSTRIALES			
L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00*** S,D,F 18h00 hasta 22h00	4,576	0,081 0,095 0,064 0,081	1,414
NIVEL TENSIÓN ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA			
COMERCIALES			
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,400	0,075 0,068	1,414
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO, AUTOCONSUMOS Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,400	0,065 0,059	1,414
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	BOMBEO AGUA		
	4,400	0,055 0,049	1,414
NIVEL TENSIÓN ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA			
INDUSTRIALES			
L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00*** S,D,F 18h00 hasta 22h00	4,400	0,075 0,088 0,064 0,075	1,414

* Conforme el Numeral 2 de la Resolución No. 041/14, se aplicará desde el consumo de mayo, facturación junio 2014.

** Conforme el Numeral 4 de la Resolución No. 043/11.

*** El valor de este cargo tarifario se aplica para el periodo complementario de los días S,D,F.

ANEXO 13: TIEMPOS DE CONCESIÓN PARA LOS AUTOGENERADORES – REGULACION CONELEC 001/14

PLAZOS A SER CONSIDERADOS EN LOS TÍTULOS HABILITANTES Y REGISTROS

TIPO DE CENTRAL Y RANGO DE POTENCIA	PLAZO PARA PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN (AÑOS)
Vapor	30
MCI < 514 rpm	20
MCI 514 – 900 rpm	15
MCI > 900 rpm	7
Gas Industrial	20
Gas Jet	7
Eólicas	25
Fotovoltaicas	20
Biomasa – Biogas	15
Geotérmicas	30
Hidro 0 – 0,49 MW	20
Hidro 0,5 – 4,99 MW	30
Hidro – 5 – 49,99 MW	40
Hidro ≥ 50 MW	50

Fuente: CONELEC

ANEXO 14: VARIACION EN LAS POTENCIAS MAXIMAS DE GENERACIÓN Y EN LOS PRECIOS DE LA ENERGIA VERTIDA A LA RED.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS POR LA ENERGIA PRODUCIDA POR FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES PERIODO 2004 - 2014
(USD ¢/kWh)

TECNOLOGIA	Reg. 004/04	Reg. 009/06	Reg. 004/11*	Reg. 001/13	Reg Cod. 001/13
	2004	2006	2011	2013	2014
Eolicas	9.31	9.39	9.13	11.74	-
Fotovoltaicas	28.37	52.04	40.03	-	-
Solar Termoelectrica	-	-	31.02	25.77	-
Corrientes Marinas	-	-	44.77	32.43	-
Geotermia	9.17	9.28	13.21	13.81	-
Biomasa	9.04	9.67	11.05	11.08	9.67
Biogas	9.04	9.67	11.05	11.08	7.32
Hidroelectricas C ≤ 5 MW	5.80	5.80	7.17	7.81	-
Hidroelectricas 5 < C ≤ 10 MW	5.00	5.00	7.17	7.81	-
Hidroelectricas C ≤ 10 MW	-	-	-	-	-
Hidroelectricas C ≤ 30 MW	-	-	-	-	6.58
Hidroelectricas 10 < C ≤ 30 MW	-	-	6.88	6.86	-
Hidroelectricas 30 < C ≤ 50 MW	-	-	6.21	6.51	-
VIGENCIA DE LOS PRECIOS (AÑOS)	12	12	15	15**	15**

* Centrales de Biomasa y Biogas con potencia mayor a 5 MW

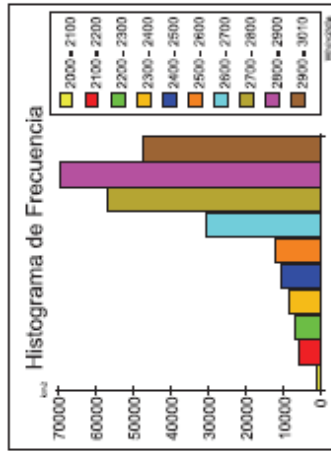
** Periodo preferente, transcurrido este periodo corre el periodo ordinario que finaliza luego de transcurrido el tiempo de concesión.

POTENCIAS MAXIMAS PERMITIDAS PARA LOS GENERADORES CON FUENTES RENOVABLES PERIODO 2004 - 2014 (MW)

TECNOLOGIA	Reg. 004/04	Reg. 009/06	Reg. 004/11	Reg. 001/13	Reg Cod. 001/13*
	2004	2006	2011	2013	2014
Eolicas	15	15	50	100	-
Fotovoltaicas	15	15	50	-	-
Solar Termoelectrica	-	-	50	10	-
Corrientes Marinas	-	-	50	5	-
Geotermia	15	15	50	200	-
Biomasa	15	15	50	100	100
Biogas	15	15	50	100	100
Hidroelectricas C≤10	10	10	-	-	-
Hidroelectricas C≤30	-	-	-	-	-
Hidroelectricas 10<C≤30	-	-	-	-	-
Hidroelectricas 30<C≤50	-	-	50	-	-

Fuente: CONELEC

Insolación Difusa Promedio

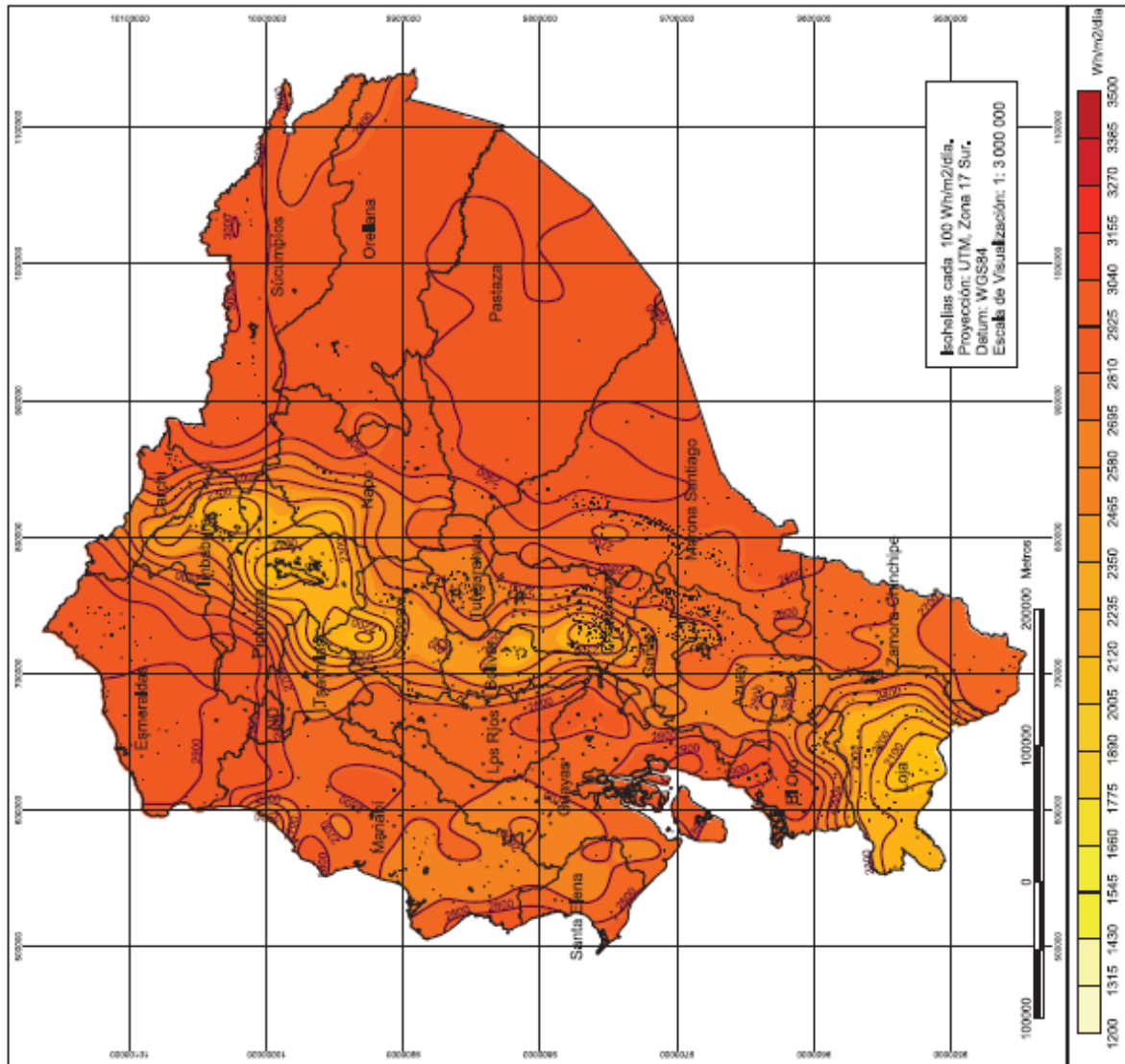


Valor Máximo: 3 105 Wh/m²/día
 Valor Mínimo: 2 032 Wh/m²/día
 Valor Promedio: 2737,05 Wh/m²/día
 Desviación Estándar: 196,8432 Wh/m²/día

Corporación para la Investigación Energética

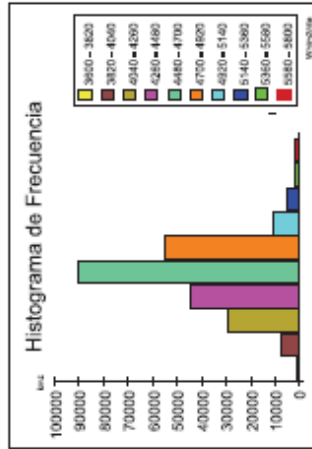
ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Categoría: Insolación Difusa Anual Promedio
 Fuente: Aguas del 2008



Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica

Insolación Global Promedio



Valor Máximo: 5.748 Wh/m2/día
 Valor Mínimo: 3634 Wh/m2/día
 Valor Promedio: 4574,99 Wh/m2/día
 Desviación Estándar: 301,4093 Wh/m2/día

CONELEC
 Corporación para la Investigación Energética

CIE
 Centro de Investigación en Energía

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Contiene: Insolación Global Anual Promedio

Temas: Agua del año

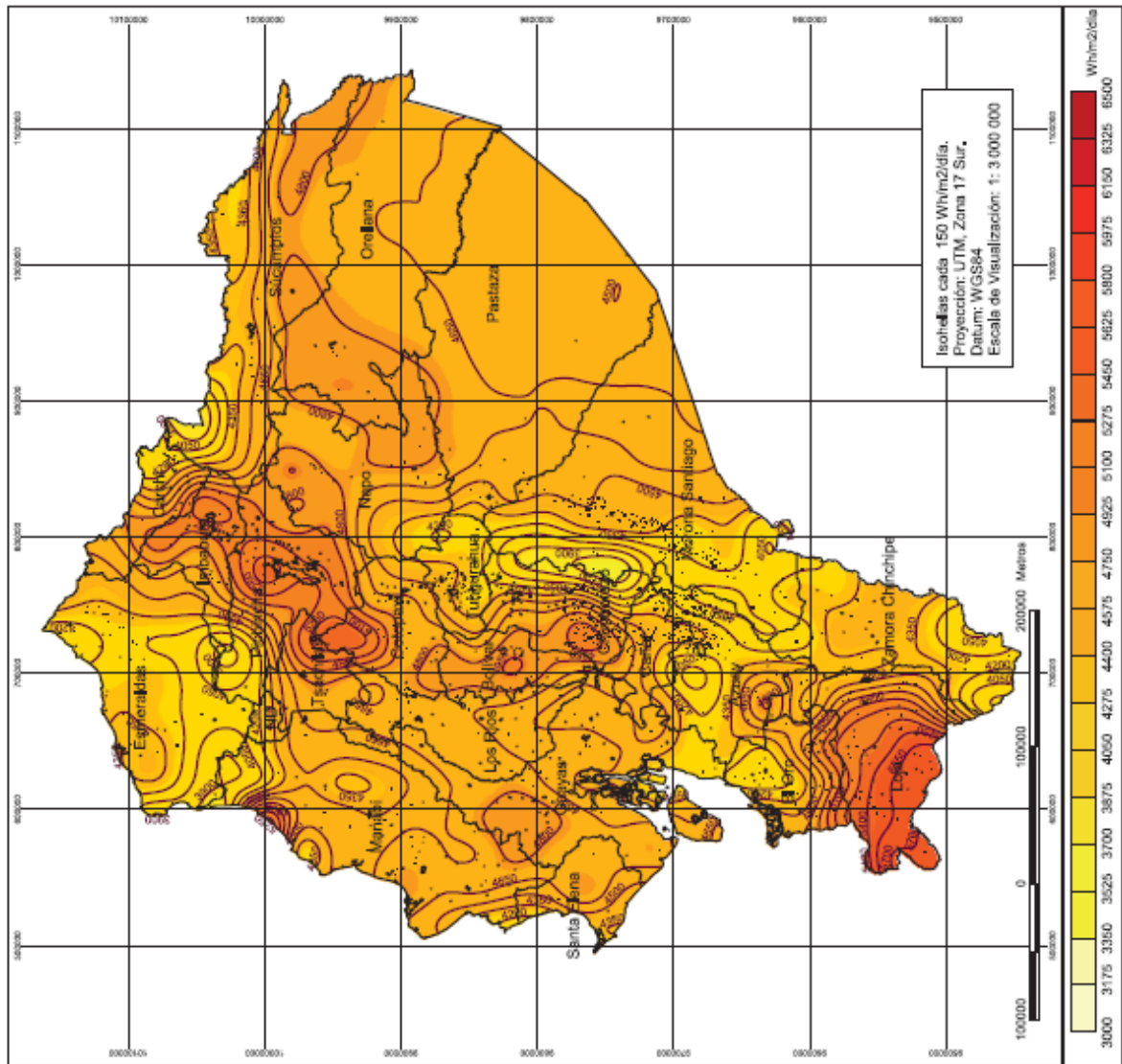






















TABLA 6: POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR									
POTENCIAL BRUTO									
PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,80	13,80	23,89
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,83
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	7,0 - 7,5	2,46	7,39	0,20	12,68	> 7	6,32	18,95	32,54
	7,5 - 8,0	1,75	5,24	0,25	11,26	> 7,5	3,86	11,57	24,83
	8,0 - 8,5	1,47	4,40	0,30	11,34	> 8	2,11	6,32	16,28
	> 8,5	0,64	1,92	0,35	5,77	> 8,5	0,64	1,92	5,77
	6,5 - 7,0	0,29	1,16	0,20	1,99	> 6,5	41,19	123,58	212,18
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,20	109,48	> 7	40,61	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,25	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,30	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,35	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23
	7,0 - 7,5	2,51	7,54	0,20	12,95	> 7	5,99	17,98	30,87
	7,5 - 8,0	1,84	5,52	0,25	11,85	> 7,5	3,48	10,44	22,41
	8,0 - 8,5	0,80	2,40	0,30	6,18	> 8	1,84	4,92	12,67
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	6 - 6,5	4,48	13,44	0,20	23,08	> 6	5,34	16,02	27,51
	6,5 - 7,0	0,71	2,13	0,20	3,66	> 7	0,86	2,58	4,43
	7,0 - 7,5	0,15	0,45	0,25	0,97	> 7,5	0,15	0,45	0,97
	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
	7,0 - 7,5	14,97	44,91	0,20	77,10	> 7	30,80	91,80	157,62
	7,5 - 8,0	8,97	26,92	0,25	57,78	> 7,5	15,83	46,90	100,65
	8,0 - 8,5	4,58	13,75	0,30	35,42	> 8	6,86	19,97	51,44
	> 8,5	2,07	6,22	0,35	18,68	> 8,5	2,07	6,22	18,68
	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,26	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,36	80,18
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,10	41,48
	> 8,5	2,21	6,63	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,63	19,94
	7,0 - 7,5	62,16	186,47	0,20	320,17	> 7	98,25	294,75	506,07
	7,5 - 8,0	26,90	80,71	0,25	173,22	> 7,5	36,09	108,28	232,38
	8,0 - 8,5	7,16	21,47	0,30	55,29	> 8	9,19	27,56	70,99
	> 8,5	2,03	6,10	0,35	18,31	> 8,5	2,03	6,10	18,31
	7,0 - 7,5	106,92	320,77	0,20	550,75	> 7	293,40	890,19	1511,26
	7,5 - 8,0	69,46	208,39	0,25	447,25	> 7,5	186,47	559,42	1200,64
	8,0 - 8,5	43,78	131,27	0,30	338,07	> 8	117,01	351,03	904,06
	> 8,5	73,25	219,76	0,35	660,32	> 8,5	73,25	219,76	660,32
	7,0 - 7,5	1,97	5,91	0,20	10,15	> 7	4,71	14,12	24,24
	7,5 - 8,0	2,39	7,17	0,25	15,38	> 7,5	2,74	8,21	17,62
	8,0 - 8,5	0,35	1,04	0,30	2,88	> 8	0,35	1,04	2,88
	7,0 - 7,5	20,32	60,97	0,20	104,67	> 7	45,08	135,25	232,22
	7,5 - 8,0	10,82	32,45	0,25	69,64	> 7,5	24,76	74,29	159,44
	8,0 - 8,5	7,16	21,49	0,30	55,35	> 8	13,95	41,84	107,75
	> 8,5	6,78	20,35	0,35	61,14	> 8,5	6,78	20,35	61,14
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	556,99	1670,96	2988,98
						> 7,5	309,96	929,67	1995,68
						> 8	166,54	499,61	1286,72
						> 8,5	91,59	274,76	825,57

TABLA 7: POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR

POTENCIAL FACTIBLE A CORTO PLAZO

PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km ²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	7,0 - 7,5	1,08	3,24	0,20	5,56	> 7	3,68	11,04	18,96
	7,5 - 8,0	1,00	3,00	0,25	6,44	> 7,5	2,60	7,80	16,74
	8,0 - 8,5	1,04	3,12	0,30	8,04	> 8	1,60	4,80	12,36
	> 8,5	0,56	1,68	0,35	5,05	> 8,5	0,56	1,68	5,05
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,25	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,30	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,35	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,20	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23
	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
	7,0 - 7,5	7,31	21,93	0,20	37,66	> 7	11,87	35,61	61,14
	7,5 - 8,0	3,25	9,76	0,25	20,94	> 7,5	4,56	13,67	29,35
	8,0 - 8,5	1,19	3,56	0,30	9,16	> 8	1,31	3,92	10,08
	> 8,5	0,12	0,36	0,35	1,08	> 8,5	0,12	0,36	1,08
	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,26	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,36	80,19
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,11	41,48
	> 8,5	2,21	6,64	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,64	19,94
	7,0 - 7,5	21,38	64,14	0,20	110,13	> 7	33,92	101,77	174,74
	7,5 - 8,0	8,29	24,86	0,25	53,34	> 7,5	12,54	37,63	80,77
	8,0 - 8,5	2,90	8,70	0,30	22,40	> 8	4,26	12,78	32,91
	> 8,5	1,36	4,08	0,35	12,26	> 8,5	1,36	4,08	12,26
	7,0 - 7,5	71,46	214,38	0,20	368,08	> 7	173,49	520,46	893,62
	7,5 - 8,0	42,20	126,59	0,25	271,70	> 7,5	102,03	306,09	656,92
	8,0 - 8,5	22,48	67,45	0,30	173,72	> 8	59,83	179,49	462,27
	> 8,5	37,35	112,04	0,20	336,65	> 8,5	37,35	112,04	336,65
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	294,74	884,22	1518,17
						> 7,5	158,50	475,51	1020,54
						> 8	82,64	247,91	638,47
						> 8,5	45,35	136,06	408,81

ANEXO 16: MODELO IREC DE REGLAMENTO DE BALANCE NETO

CARACTERISTICAS RELEVANTES

CARACTERÍSTICA	RECOMENDACIÓN MODELO IREC
TIPO DE CONSUMIDOR Y/O USO DE LA ENERGIA	- Cualquier tipo de cliente puede acogerse a los beneficios del Balance Neto.
TECNOLOGIAS DE GENERACION ADMISIBLES	- Se admiten todas las tecnologías de generación que utilicen fuentes renovables.
POTENCIA DE GENERACION PERMITIDA*	- No debe superar la potencia inicial contratada por el consumidor-generador.
MECANISMO DE COMPENSACION POR LA ENERGIA EXCEDENTE**	<ul style="list-style-type: none"> - Cada empresa de suministro deberá desarrollar una tarifa que permita a los consumidores-generadores recibir "creditos" en kWh a un ratio de 1:1 por cualquier exceso de producción que exceda el consumo de electricidad del consumidor-generador en el periodo de facturación. - La empresa de suministro eléctrico deberá "arrastrar" cualquier exceso de créditos kWh obtenidos por el consumidor-generador, y aplicar esos créditos a las subsecuentes periodos de facturación y compensar el consumo eléctrico del consumidor-generador en esos periodos de facturación, hasta que todos los créditos hayan sido utilizados. - Los créditos obtenidos no deberán reducir cualquier cargo fijo mensual impuesto por la empresa de suministro eléctrico. - Si el cliente da por terminado el contrato de suministro eléctrico o se cambia de empresa, esta no se verá obligada a dar compensación por cualquier crédito kWh no compensado.
CARGOS Y/O IMPUESTOS ADICIONALES	- La empresa de suministro no cobrará tasas, cargos o impuesto por acogerse al programa, al menos que dicho cargo o impuesto se aplique de forma similar a otros clientes de la empresa que no formen parte del programa.

* Algunos estados no imponen limitaciones en el tamaño de los sistemas de generación renovable. Para aquellos estados que imponen estas limitaciones, los límites de potencia varían desde los 25 kW hasta los 80 MW, sin embargo la mayoría de estados parecen inclinarse por una potencia de 2 MW.

** Los estados han explorado distintas opciones para el tratamiento del exceso de generación al final de un año. El enfoque más común es que la empresa de suministro eléctrico conserve el exceso de generación de forma gratuita o compensar económicamente por el exceso anual de generación al costo que pagaría la empresa de suministro si adquiriera la energía a una empresa generadora (avoided cost).

Al menos un estado destina este exceso de energía a un programa de asistencia social de bajos ingresos.

Otro enfoque relativamente nuevo es de establecer "arrastré perpetuo" para el exceso de energía, es decir que los créditos podrán utilizarse por tiempo indefinido. Este enfoque ha sido adoptado por un buen número de estados y es considerado como una buena práctica en este reglamento. Esta opción permite bastante flexibilidad para el dimensionamiento del sistema, asegurando al mismo tiempo una mínima carga regulatoria y administrativa.

CARACTERISTICAS COMPLEMENTARIAS

CARACTERISTICA	RECOMENDACIÓN MODELO IREC
TARIFAS CON O SIN DISCRIMINACION HORARIA (TOU-Time of Use)	- La empresa de suministro deberá permitir al consumidor-generador escoger entre una tarifa con o sin discriminación horaria, siempre que esta tarifa este disponible y se ofrezca a otros clientes no net metering, dentro del mismo rango de los consumidores-generadores
SISTEMA DE MEDICION	- La instalacion de generacion del consumidor-generador deberá estar equipada con un sistema de medición capaz de medir el flujo de electricidad en ambas direcciones. Para instalaciones de menos de 25 kW de capacidad nominal se usara un unico sistema de medicion bidireccional de un registro para propositos de facturacion. - Si el consumidor-generador no dispone de un sistema de medición que cumpla las características antes mencionadas, la empresa de suministro eléctrico deberá instalar y mantener uno nuevo, cuyo costo lo asumira la mencionada empresa. Cualquier cambio del sistema de medición solicitado por el consumidor-generador, debido a que no desee seguir participando en el programa o cualquier otra razon, el costo de la medicion deberá ser cubierto por el consumidor-generador.
TRATO IGUALITARIO	- La empresa de suministro deberá proveer al consumidor-generador, cuando lo requiera, de energía eléctrica a precios no discriminatorios y que sean identicos con la estructura de precios vigente aplicada para aquellos clientes regulares del servicio eléctrico. Los cargos mensuales adicionales, si existieran, se cobrarán de la misma forma.
SERVICIOS ADICIONALES - METER AGGREGATION	- Meter Aggregation es un servicio adicional que se ofrece en algunos de los estados y permite utilizar los creditos obtenidos para compensarlos en varios sistemas de medición. - Para acogerse a este servicio, el consumidor-generador debe realizar una solicitud a la empresa de suministro eléctrico, indicando el medidor principal o designado y los medidores adicionales. - El o los medidores adicionales deben estar localizados en una propiedad contigua al consumidor-generador. - Los creditos obtenidos unicamente serviran para compensar la parte variable de la factura, es decir la energía consumida por todos los medidores incluidos. Los otros cargos adicionales aplicados a estos medidores serán facturados al consumidor-generador. - La compensacion de los creditos a los distintos medidores se hara en un orden de prioridad, en funcion de lo indicado por el consumidor-generador.

ANEXO 17: LISTADO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN PRIVADA MENORES A 1 MW

REGISTRO DE GENERADORES MENORES A 1 MW SUJETOS AL TRATAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE LA REGULACIÓN No. CONELEC 004/11

No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Ubicación	DIRECCIÓN COMPAÑÍA	TÉLEFONO	CIUDAD	REPRESENTANTE LEGAL
1	COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A.	LAS QUEMAZONBS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jativa Váñez
2	ARRAYASOLAR S.A.	MACHALA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jativa Váñez
3	ENERSERRA S.A.	COCHASOLÍ	FOTOVOLTAICO	0.980	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha	Av. República 396 y Diego de Almagro - Edif. Fórum 300 Oficina 901	2508982	Quito	Pablo Arango Cevallos
4	ENEGELISA S.A.	MALCHINGUÍ	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha	Vía Intercolectiva 1 Anzonas	2380683	Quito	Carlos Atalaga Pérez
5	GRANSOLAR S.A.	TREN DE SALINAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urcuquí, provincia de Imbabura	Jerusalén 13.02.004 Parque Bolívar Central	2127237	Pedro Moncayo	Sebastián Nicolás
6	ENERSOL S.A.	ENERSOL PREDIO 1	FOTOVOLTAICO	0.500	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Manabí	Luis Correa Williams
7	ENERSOL S.A.	ENERSOL JARAMIJÓ	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Manabí	Luis Correa Williams
8	ALTGENOTEC S.A.	ALTGENOTEC	FOTOVOLTAICO	0.994	Cantón Guayaquil, provincia del Guayas	Avenida Juan Fancía Murguía y Justino Cornejo	2387444	Guayaquil	Werner Speck Paulson
9	GENENOTECSA	GENENOTECSA	FOTOVOLTAICO	0.994	Cantón Guayaquil, provincia del Guayas	Calle Kennedy Norte y José Miguel Castillo	2922293	Manabí	Carlos Fuentes Estanillas
10	ENERSOL S.A.	ENERSOL MANITA	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Manabí	Luis Correa Williams
11	RENOVERGY S.A.	HEROES DEL CENIPA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quemado	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Pablo Chimboga Becchiac
12	NECENERGY S.A.	GRANJA EOLICA GARCIA MORENO	EOLICO	0.990	Cantón Bolívar, provincia del Carchi	Bolívar 3-74 Grijalva	2642744	Ibarra	Alfonso Echeverría
13	SOLHUAGUI S.A.	SOLHUAGUI	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	Av. Loja s/n Manzana Calizans	2943978	Machala	Juan Pablo Castillo Riba
14	SOLSANITROS S.A.	SOLSANITROS	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	Avenida 25 de Junio y Guayaquil	79010963	Machala	Jak Luis Castillo Riba
15	SABANINGO SOLAR S.A.	SABANINGO SOLAR	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Macará, provincia de Loja	Carlos Román 4-17 Bolívar Bolívar	2561598	Loja	Jorge Enrique Carrón
16	SARACANSOL S.A.	SARACANSOL	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Santa Rosa, provincia de El Oro	Urb. San Patricio, Villa 13	2116108	Machala	Diana Cabrera Cabrera
17	GONZENERGY S.A.	GONZENERGY	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Gonzanamá, provincia de Loja	Avenida Guaranda 4-42 y Cumbamba	2561393	Loja	Eduardo Bravo Salcedo
18	SANERSOL S.A.	SANERSOL	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Santa Rosa, provincia de El Oro	Avenida Luis Angel y Calligón Primero	2911400	Machala	Alexandra Orellana Pinada
19	RENERGY S.A.	SALVADOR 1	FOTOVOLTAICO	0.998	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	Panamericana Sur y Pasajero Uno	2273118	Machachi	Dolores Izaez Endara
20	RENERGY S.A.	SALVADOR 2	FOTOVOLTAICO	0.998	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	Panamericana Sur y Pasajero Uno	2273118	Machachi	Dolores Izaez Endara
21	ENERSOL S.A.	ROCAFUERTE	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Manabí	Luis Correa Williams
22	HIDROMIRA CARCHI EP	HIDROMIRA	HERIDELÉCTRICO	0.990	Cantón Mira, provincia del Carchi	Apuzcho entre Sacre y Olmedo	2982760	Tulcan	Rommel Jirón Cruz
23	CELLENERGY S.A.	PIÑAN CHUQUITO-SAGRARIO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	De2-C y Moisés Lima Andrade	2892776	Quito	Jaime Arango Medina
24	PALLENERGY S.A.	TUMBATO-FUJISUR	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	De2-C y Moisés Lima Andrade	2892776	Quito	Jaime Arango Medina
25	CELLENERGY S.A.	TUMBATO BOLIVAR	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	De2-C y Moisés Lima Andrade	2892776	Quito	Jaime Arango Medina
26	LUPENERGY S.A.	LORENA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	De2-C y Moisés Lima Andrade	2892776	Quito	Fernando García Sánchez
27	AUSTRAL SOLAR AUSSOLAR S.A.	EL ORO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jativa Váñez
28	GLUOMA SOLAR S.A.	CABO MINACHO	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jativa Váñez
29	AUROSA S.A.	AUROSA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Quito, provincia de Pichincha	Alonso de Torres N.40-50 y James Colt	2752538	Quito	Tacomedo Corral Zambrano
30	EFFOTOVOLTAICA	SUNCO MULLALÓ	FOTOVOLTAICO	0.997	Cantón Latacunga, provincia de Cotacachi	Duño 1679 y Padre Salcedo	3809550	Latacunga	Esteban Chávez Arregui
31	ECORGEN S.A.	HUACULLAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Latacunga, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quemado	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Pablo Chimboga Becchiac
32	GENORCSA	CHAGRAS	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quemado	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Pablo Chimboga Becchiac
33	LA LIBERTAD SOLAR S.A.	SANTA ELENA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	La Pradera E8333 Diego de Almagro,	2504049	Quito	Francisco Jativa Váñez
34	VALSOLAR S.A.	MALCHINGUÍ	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha	Plaza Boycá 476-8	2643202	Ibarra	Richard Garderes Pant
35	GREENWATT Cdr. Ltda	PINGUINCHIELA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	Km 2 1/2 Hacienda Santa Lucía	9484669	Salinas/Imbabura	Alejandra Maldonado Endara
36	AUROSA SOLAR AUROSSO S.A.	EDELMIRA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	Alonso de Torres N.40-50 y James Colt	2752538	Quito	Tacomedo Corral Zambrano
37	GENERLOU S.A.	SANTA ROSA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Aemillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondel By Pass Chone Quemado	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Pablo Chimboga Becchiac

38	LOAENERGY SA	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Catamayo, provincia de Loja	Galileo Gallilei y Pasaje Chuquiaguaza	2543500	Loja	Margarita Rivadeneira Cortés	
39	SURENERGY SA	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Catamayo, provincia de Loja	Flavio Ruiz 25-62 Arsenio Astudillo	2540082	Loja	Margarita Rivadeneira	
40	VALSOLAR SA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pimampiro, provincia de Imbabura	Plaza Boyacá 476-8	2643302	Barra	Richard Guarderas Parat	
41	VALSOLAR SA	FOTOVOLTAICO	0.960	Cantón Bolívar, provincia del Carchi	Plaza Boyacá 476-8	2643302	Barra	Richard Guarderas Parat	
42	CHOTASOLAR S.A.	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Barra, provincia de Imbabura	Emilio Grijalva s/n Juan de la Roca	2954516	Barra	Luis Celdón Rivadeneira	
43	IMBASOLAR S.A.	FOTOVOLTAICO	0.999	Cantón Barra, provincia de Imbabura	Pérez Guerrero 527 y Secre	8481032	Barra	Guatavo Celdón Rivadeneira	
44	AUTICON	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	Las Cumbres, Manzana 7A, Villa 11 Guayaquil	6039786	Guayaquil	Pedro Ronquillo	
45	SEDOFOCORP	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	Las Cumbres, Manzana 7A, Villa 11 Guayaquil	6039787	Guayaquil	Barbara Mendosa	
46	FIDATOLEH S.A.	FOTOVOLTAICO	1.000	Cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena	Las Cumbres, Manzana 7A, Villa 11 Guayaquil	6039788	Guayaquil	Rita Olvera	
47	RENOENERGY	FOTOVOLTAICO	0.700	Cantón Zapotillo, provincia de Loja	Pedro Vicente Maldonado 27-71 y Leonardo Davinci, Ciudadela El Electricista, Loja	7254529	Loja	Isabel Rodriguez	
48	PROSOLAR LOJA	FOTOVOLTAICO	0.900	Cantón Zapotillo, provincia de Loja	Sebastian Vashivieso s/n. García Lorca, Cella El Rosal	7207829	Loja	Victor Hugo Davila	
49	GENALTERNATIVA	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Elizabeth Chiriboga	
50	BIOMASGEN S.A.	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/518	Quito	Alicia Beodath	
51	EPFOTVOLTAICA	FOTOVOLTAICO	0.995	Provincia de Cotacachi	Pedro Salazar N16-20 y Guayaquil, Latacunga	2414722-02800650	Latacunga	Esteban Chavez	
52	BRIMEFORCORP S.A	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón San Vicente, provincia de Manabí	Quinta calle y Av. Segunda, No. 104, Urbana Norte	04322186-0988327	Guayaquil	Hugo Santos	
53	MEENERGY S.A	EÓLICO	0.990	Cantón Bolívar, provincia del Carchi	Bolívar 3-74 y Grijalva, Barra	62642744	Barra	Affonso Echeverra	
54	EMETREPLUS S.A.	FOTOVOLTAICO	0.650	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Urbana Norte tercera y primera No. 13	46039786	Guayaquil	Jessica Vargas	
55	SAN MIGUEL S.A.	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Jaramijó, provincia de Manabí	Calle 15 y Avenida 7	2922293	Manabí	Luis Correa Williams	
56	GENELGUAYAS EP	FOTOVOLTAICO	0.990	Cantón Playas, Provincia del Guayas	Av. 9 de Octubre 1911 y Los Rios, Guayaquil	6 039 251	Guayaquil	Marcelo Zambrano Castro	
57	GENMACHALLA GENERACION S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
58	GENERAMBIENT GENERACIÓN RENOVABLE S.A.	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
59	ARENGENERACION S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
60	PAFEGH GENERACION S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
61	GENERACION SOLAR ANDINA GENSOPLAN S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
62	OROSOLGEN S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
63	MACHAGEN S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
64	GENERACION RENOVABLE REINGENEC S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
65	GENERACION RENOVABLE GENRENOVA S.A.	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariano Aguilera E7-291 y Diego de Almagro, Quito	2508516/517	Quito	Diego Cabrera	
66	ESPOENERGY GENERACIÓN S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Bolívar y primero de Agosto, Machala	020519850-0236006	Machala	Marco Cell B	
67	SOLCHACRAS S.A.	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	24 de Mayo y Mercadillo, Barrio San Sebastián, Loja	23800622	Loja	Jacqueline Jiménez	
68	SAN PEDRO SOLAR ENERGY S.A.	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Av. 25 de junio entre Guayaquil y Babahoyo of 1, Machala	023800622-0601985	Machala	Juan Carlos Castillo	
69	SOL SANTONHO S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Mariana de Jesús entre Alemania e Italia - Quito	2944500	Quito	Othon Zevallos	
70	EMPRESA PUBLICA AGUA POTABLE QUITO	HDROELECTRICO	0.230	Cantón Qujos, provincia del Napo	Mariana de Jesús entre Alemania e Italia - Quito	2944500	Quito	Othon Zevallos	
71	EMPRESA PUBLICA AGUA POTABLE QUITO	HDROELECTRICO	0.730	Cantón Qujos, provincia del Napo	Mariana de Jesús entre Alemania e Italia - Quito	2944500	Quito	Othon Zevallos	
72	EMPRESA PUBLICA AGUA POTABLE QUITO	HDROELECTRICO	0.063	Cantón Quito, provincia de Pichincha	Mariana de Jesús entre Alemania e Italia - Quito	2944500	Quito	Othon Zevallos	
73	MEADABONENERGY S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Bolívar, provincia del Carchi	0a2-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Pedro Almeida Reinoso	
74	MEADABONENERGY S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	0a2-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Pedro Almeida Reinoso	
75	PALLEENERGY S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Barra, provincia de Imbabura	0a2-C y Moisés Luna Andrade	2807276	Quito	Jaime Artiga Medina	
76	EOUGENER S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondele By Pass Chone Quevedo	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Patricio Chiriboga	
77	CHIRGERENO S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Arenillas, provincia de El Oro	Avenida De Los Colonos y Redondele By Pass Chone Quevedo	3751520	Santo Domingo de los Tsáchilas	Patricio Chiriboga	
78	RENOVALOJA S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Catamayo, provincia de Loja	José Antonio Tabara y Agustín Aguirre	2791228	Loja	Oswaldo Chacón López	
79	ELECTRSOL S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Pedro Moncayo, provincia Pichincha	Chimbuló Via a Tabacundo	2791228	Tabacundo	Esteban Casares Benitez	
80	WILUTECSA S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urbina Jado, provincia del Guayas	Colina de los Cellos SL 19	2851122	Guayaquil	Sophy Castañeda Vallejo	
81	SANSAU S.A	FOTOVOLTAICO	0.995	Cantón Urbina Jado, provincia del Guayas	Carmilo Destrugre entre Carcha y Tungurahua	5127944	Guayaquil	Eduardo Sánchez Saucedo	
82	PHOENIX ENERGY S.A	FOTOVOLTAICO	0.081	Cantón Quito, provincia de Pichincha	De los Tulipanes E1271 y Los Rosales	3390135	Quito	Carlos Echeverría Córdoba	
				77.4792					
				TOTAL CAPACIDAD PROYECTOS MENORES 1 MW					

ANEXO 18: DEMANDA EN BORNES DE GENERACIÓN Y BARRAS DE SUBESTACIÓN POR SECTORES DE CONSUMO (GWh) – AÑO 2013

DEMANDA EN BORNES DE GENERACIÓN MENSUAL (GWh)

MES	2013
ENERO	1730.9
FEBRERO	1557.7
MARZO	1743.7
ABRIL	1732.0
MAYO	1733.1
JUNIO	1624.3
JULIO	1658.7
AGOSTO	1691.3
SEPTIEMBRE	1633.7
OCTUBRE	1655.4
NOVIEMBRE	1673.1
DICIEMBRE	1730.6

DEMANDA EN BORNES DE GENERACIÓN POR SECTORES DE CONSUMO (GWh)

MES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS
ENERO	605.8	346.2	519.3	259.6
FEBRERO	545.2	311.5	467.3	233.6
MARZO	610.3	348.7	523.1	261.6
ABRIL	606.2	346.4	519.6	259.8
MAYO	606.6	346.6	519.9	260.0
JUNIO	568.5	324.9	487.3	243.6
JULIO	580.5	331.7	497.6	248.8
AGOSTO	592.0	338.3	507.4	253.7
SEPTIEMBRE	571.8	326.7	490.1	245.1
OCTUBRE	579.4	331.1	496.6	248.3
NOVIEMBRE	585.6	334.6	501.9	251.0
DICIEMBRE	605.7	346.1	519.2	259.6

DEMANDA EN BARRAS DE SUBESTACIÓN POR SECTORES DE CONSUMO (GWh)

MES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS
ENERO	582.2	332.7	499.0	249.5
FEBRERO	523.9	299.4	449.1	224.5
MARZO	586.5	335.1	502.7	251.4
ABRIL	582.6	332.9	499.3	249.7
MAYO	582.9	333.1	499.7	249.8
JUNIO	546.3	312.2	468.3	234.1
JULIO	557.9	318.8	478.2	239.1
AGOSTO	568.9	325.1	487.6	243.8
SEPTIEMBRE	549.5	314.0	471.0	235.5
OCTUBRE	556.8	318.2	477.3	238.6
NOVIEMBRE	562.7	321.6	482.3	241.2
DICIEMBRE	582.1	332.6	498.9	249.5

ANEXO 19: PERFIL DE DEMANDA TIPO DIARIO (MW) POR TIPO DE CENTRAL

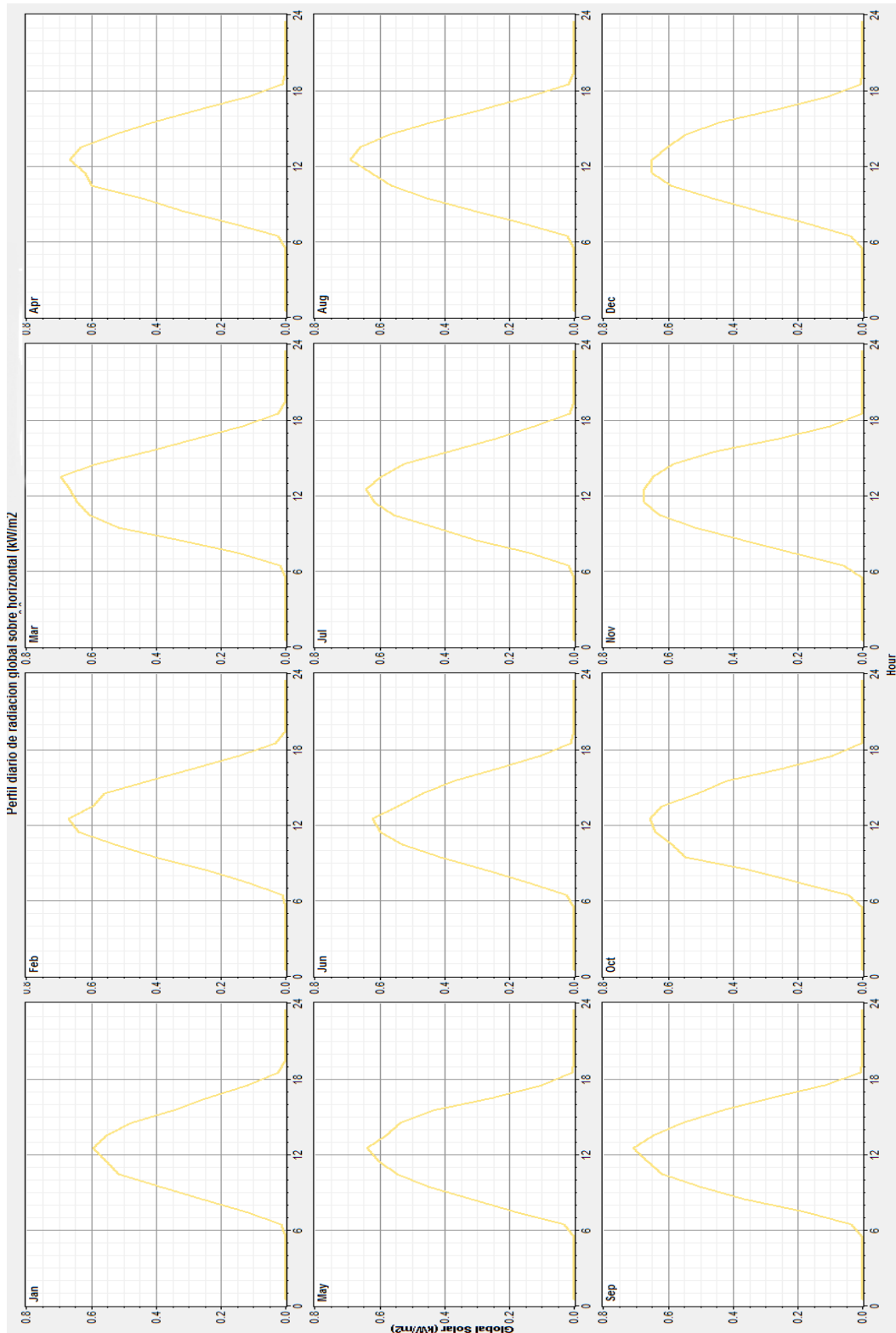
HORA	HIDRAULICA EMBALSE	HIDRAULICA PASADA	GAS	VAPOR	BUNKER	DIESEL	NO CONVENCIONAL	TIE	TOTAL SISTEMA
00:00	1089.6	561.1	59.9	202.2	104.1	0	51	-2.7	2065.1
01:00	917.7	555.6	59.8	202.5	107.4	0	51.1	27.5	1921.6
02:00	936.8	534.7	40.8	203.3	107.4	0	46.3	-16.3	1852.9
03:00	881.9	533.8	40.4	202.3	98	0	45.1	-4	1797.4
04:00	831.1	530.3	40.5	202.9	108.1	0	50.6	11	1774.4
05:00	917.3	533	40.7	202.7	106.8	0	50.2	3.3	1854
06:00	1088.1	555.4	40.2	202.7	109	0	40.7	-27.1	2008.9
07:00	1021.1	551.6	41.1	202.2	117.2	0	41.4	23.2	1997.8
08:00	1167.1	557.4	39.9	202.7	148.2	0	47.6	0.2	2163.1
09:00	1150.8	557.9	40.3	249.4	278.2	0	42.5	100.9	2420
10:00	1089.4	559.3	39.3	324.8	359.8	0	46.2	97.6	2516.4
11:00	1162.8	559.8	40.2	326.6	368.7	0	43.4	96.3	2597.7
12:00	1225.3	558.6	40.9	326.9	337.7	0	46.5	89.9	2625.7
13:00	1182.7	561.5	40.8	326.2	337.9	0	42.7	100.5	2592.4
14:00	1254.1	562.3	40.6	325.2	352.4	0	12.5	88.4	2635.6
15:00	1278.5	562.6	61.1	323.5	356.8	0	49.3	105.9	2737.7
16:00	1256.7	556.3	60.6	325.5	357.7	0	50.7	98	2705.3
17:00	1158.9	560.1	60	325.4	351.4	0	14	93	2563
18:00	1186.2	566	79.2	326.3	358.7	0	12.1	117.2	2645.6
19:00	1454.9	585	80.8	326.1	395.8	39.4	11.6	89.3	2982.8
20:00	1410.1	590.3	80.4	325.7	396.7	51.7	15	89.5	2959.2
21:00	1365.9	586.8	79.9	326.6	267.1	23.4	48.8	102.3	2800.8
22:00	1283.7	590	81.3	311.8	236.8	19.6	51.1	14.5	2588.8
23:00	1313.9	559.9	80.3	231.3	111.5	0	53.1	8.6	2358.8
00:00	1126.7	548.7	80.9	203	104.8	0	50.5	-6.6	2108

TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad

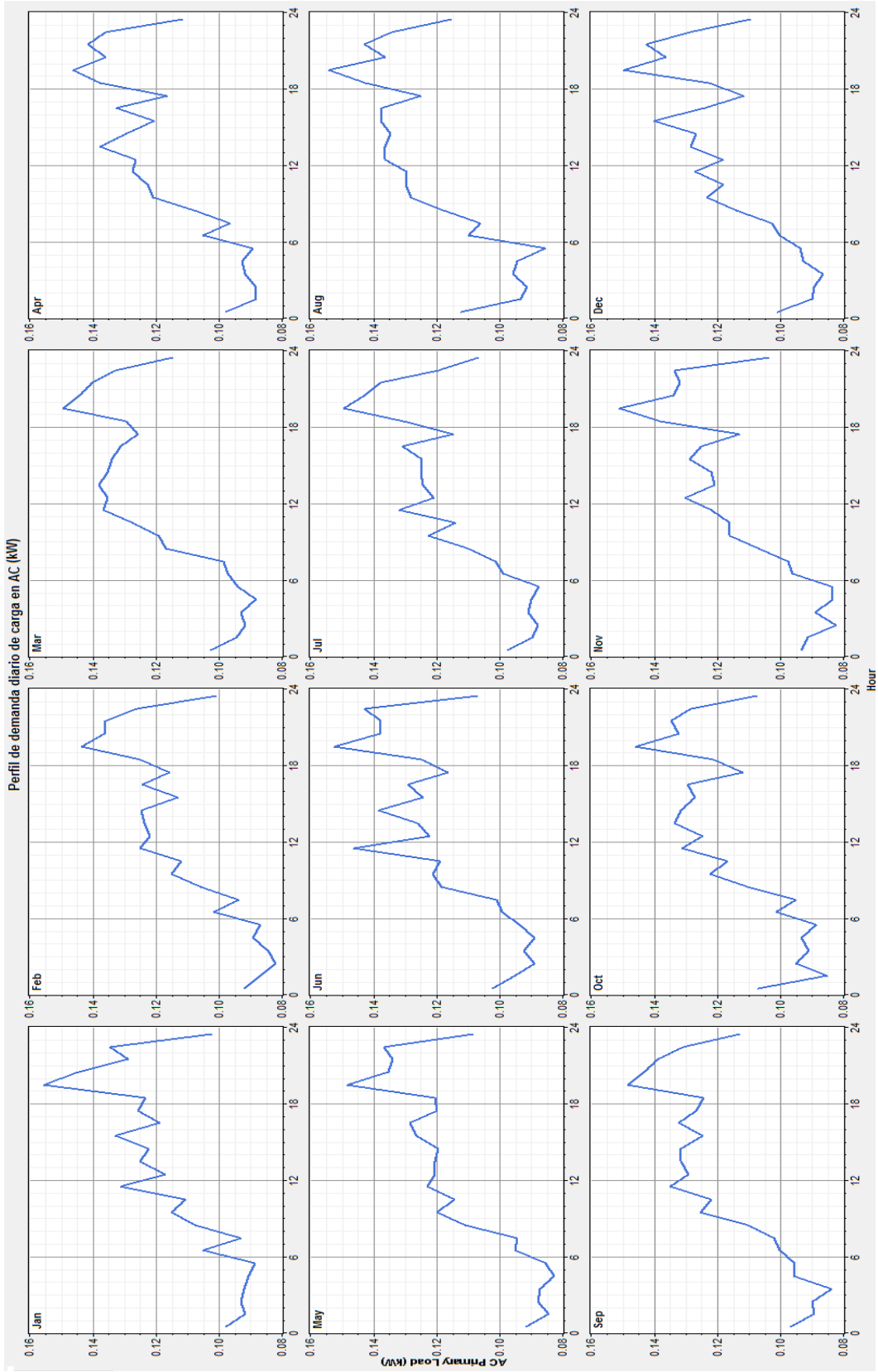
Fuente: Centro Nacional de Control de la Energía CENACE

ANEXO 20: RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN OBTENIDOS DEL PROGRAMA HOMER

RADIACION GLOBAL SOBRE HORIZONTAL DEL EMPLAZAMIENTO (kWh/m²/día)



PERFIL DIARIO-MENSUAL DE DEMANDA DE CARGAS EN AC (kW)



ANEXO 21. BALANCE DE ENERGIA PRODUCIDA POR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 500 W PARA UN CLIENTE RESIDENCIAL DE ECUADOR.

SIN COMPENSAR LOS CREDITOS (BALANCE NETO SIMPLE)

	Demanda Carga AC (kWh)	PV Energia (kWh)	Energía salida inversor (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Energía excedente vendida a la red(kWh)	Energía comprada de la red (kWh)
Enero	85.036	52.064	46.845	28.057	18.788	56.965
Febrero	74.676	51.882	46.692	28.138	18.554	46.522
Marzo	88.956	62.364	56.134	34.349	21.785	54.607
Abril	84.029	57.356	51.622	32.259	19.363	51.768
Mayo	83.56	57.931	52.137	32.484	19.653	51.074
Junio	84.794	51.814	46.635	30.584	16.051	54.22
Julio	85.151	56.58	50.915	32.507	18.408	52.652
Agosto	90.713	60.787	54.71	34.398	20.312	56.302
Septiembre	84.579	61.233	55.109	32.351	22.758	52.231
Octubre	85.765	60.775	54.697	34.02	20.677	51.736
Noviembre	81.244	62.092	55.884	31.117	24.767	50.13
Diciembre	86.177	60.023	54.001	32.318	21.683	53.85
TOTALES	1014.68	694.901	625.381	382.582	242.799	632.057

COMPENSANDO LOS CREDITOS MES A MES (BALANCE NETO CON OPCION DE CREDITO)

	Demanda Carga AC (kWh)	PV Energia (kWh)	Energía salida inversor (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Energía excedente vendida a la red(kWh)	Energía comprada de la red (SIN COMPENSAR)	CREDITOS DEL MES ANTERIOR (kWh)	Energía comprada de la red (COMPENSANDO CREDITOS)	ENERGIA QUE SE DEJA DE COMPRAR DE LA RED
Enero	85.036	52.064	46.845	28.057	18.788	56.965		56.965	28.071
Febrero	74.676	51.882	46.692	28.138	18.554	46.522	18.788	27.734	46.942
Marzo	88.956	62.364	56.134	34.349	21.785	54.607	18.554	36.053	52.903
Abril	84.029	57.356	51.622	32.259	19.363	51.768	21.785	29.983	54.046
Mayo	83.56	57.931	52.137	32.484	19.653	51.074	19.363	31.711	51.849
Junio	84.794	51.814	46.635	30.584	16.051	54.22	19.653	34.567	50.227
Julio	85.151	56.58	50.915	32.507	18.408	52.652	16.051	36.601	48.55
Agosto	90.713	60.787	54.71	34.398	20.312	56.302	18.408	37.894	52.819
Septiembre	84.579	61.233	55.109	32.351	22.758	52.231	20.312	31.919	52.66
Octubre	85.765	60.775	54.697	34.02	20.677	51.736	22.758	28.978	56.787
Noviembre	81.244	62.092	55.884	31.117	24.767	50.13	20.677	29.453	51.791
Diciembre	86.177	60.023	54.001	32.318	21.683	53.85	24.767	29.083	57.094
TOTALES	1014.68	694.901	625.381	382.582	242.799	632.057	221.116	410.941	603.739

ANEXO 22. ANALISIS DEL IMPACTO DE UN PROGRAMA DE BALANCE NETO SOBRE LA DEMANDA RESIDENCIAL DEL ECUADOR

ESCENARIO 1 - 1% DE LA DEMANDA TOTAL DE LOS CLIENTES RESIDENCIALES

	%	DEMANDA (GWh)	USD	PRECIO REFERENCIAL DE GENERACION			TARIFA DE TRANSMISION			VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION
				COMP. ENERGIA	COMP. CAPACIDAD	%	COMP. FIJO	COMP. VARIABLE	%	
SIN BALANCE NETO	1%	70.58	\$6563,570.29	\$2852,527.65	\$626,164.61	\$3478,692.26	\$282,522.32	\$111,252.52	\$393,814.22	\$2691,063.82
CON BALANCE NETO		28.23	\$2625,428.12	\$1141,011.06	\$250,465.84	\$1391,476.90	\$113,008.93	\$44,501.01	\$157,525.69	\$1076,425.53
DIFERENCIA		42.35	\$3938,142.18	\$1711,516.59	\$375,698.76	\$2087,215.35	\$169,513.39	\$66,751.51	\$236,288.53	\$1614,638.29

ESCENARIO 2 - 10% DE LA DEMANDA TOTAL DE LOS CLIENTES RESIDENCIALES

	%	DEMANDA (GWh)	USD	PRECIO REFERENCIAL DE GENERACION			TARIFA DE TRANSMISION			VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION
				COMP. ENERGIA	COMP. CAPACIDAD	%	COMP. FIJO	COMP. VARIABLE	%	
SIN BALANCE NETO	10%	705.76	\$ 65635,702.94	\$28525,276.50	\$6261,646.06	\$34786,922.56	\$2825,223.20	\$1112,525.16	\$3938,142.18	\$26910,638.21
CON BALANCE NETO		282.30	\$ 26254,281.18	\$11410,110.60	\$2504,658.42	\$13914,769.02	\$1130,089.28	\$445,010.07	\$1575,256.87	\$10764,255.28
DIFERENCIA		423.46	\$ 39381,421.76	\$17115,165.90	\$3756,987.64	\$20872,153.53	\$1695,133.92	\$667,515.10	\$2362,885.31	\$16146,382.92

ESCENARIO 3 - 20% DE LA DEMANDA TOTAL DE LOS CLIENTES RESIDENCIALES

	%	DEMANDA (GWh)	USD	PRECIO REFERENCIAL DE GENERACION			TARIFA DE TRANSMISION			VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION
				COMP. ENERGIA	COMP. CAPACIDAD	%	COMP. FIJO	COMP. VARIABLE	%	
SIN BALANCE NETO	20%	1411.52	\$131271,405.88	\$57050,553.00	\$12523,292.12	\$69573,845.12	\$5650,446.39	\$2225,050.33	\$7876,284.35	\$53821,276.41
CON BALANCE NETO		564.61	\$52508,562.35	\$22820,221.20	\$5009,316.85	\$27829,538.05	\$2260,178.56	\$890,020.13	\$3150,513.74	\$21528,510.56
DIFERENCIA		846.91	\$78762,843.53	\$34230,331.80	\$7513,975.27	\$41744,307.07	\$3390,267.84	\$1335,030.20	\$4725,770.61	\$32292,765.85

ANEXO 23. IMPACTO DE UN PROGRAMA DE BALANCE NETO EN EL PERFIL DE GENERACIÓN-DEMANDA DIARIO

RESUMEN DE OPERACIÓN - PERFIL DE CARGA DIARIO (MW) ESCENARIO 1

HORA	HIDRAULICA EMBALSE	HIDRAULICA PASADA	GAS	VAPOR	BUNKER	DIESEL	NO CONVENCIONAL	TIE	TOTAL SISTEMA
00:00	1089.6	561.1	59.9	202.2	104.1	0	51	-2.7	2065.1
01:00	917.7	555.6	59.8	202.5	107.4	0	51.1	27.5	1921.6
02:00	936.8	534.7	40.8	203.3	107.4	0	46.3	-16.3	1852.9
03:00	881.9	533.8	40.4	202.3	98	0	45.1	-4	1797.4
04:00	831.1	530.3	40.5	202.9	108.1	0	50.6	11	1774.4
05:00	917.3	533	40.7	202.7	106.8	0	50.2	3.3	1854
06:00	1088.1	555.4	40.2	202.7	109	0	40.7	-27.1	2008.9
07:00	1021.1	551.6	41.1	202.2	117.2	0	41.4	23.2	1997.8
08:00	1167.1	557.4	39.9	202.7	148.2	0	47.6	0.2	2163.1
09:00	1150.8	557.9	40.3	249.4	278.2	0	42.5	100.9	2420
10:00	1089.4	559.3	39.3	324.8	359.8	0	46.2	97.6	2516.4
11:00	1162.8	559.8	40.2	326.6	368.7	0	43.4	96.3	2597.7
12:00	1225.3	558.6	40.9	326.9	337.7	0	46.5	89.9	2625.7
13:00	1182.7	561.5	40.8	326.2	337.9	0	42.7	100.5	2592.4
14:00	1254.1	562.3	40.6	325.2	352.4	0	12.5	88.4	2635.6
15:00	1278.5	562.6	61.1	323.5	356.8	0	49.3	105.9	2737.7
16:00	1256.7	556.3	60.6	325.5	357.7	0	50.7	98	2705.3
17:00	1158.9	560.1	60	325.4	351.4	0	14	93	2563
18:00	1186.2	566	79.2	326.3	358.7	0	12.1	117.2	2645.6
19:00	1454.9	585	80.8	326.1	395.8	39.4	11.6	89.3	2982.8
20:00	1410.1	590.3	80.4	325.7	396.7	51.7	15	89.5	2959.2
21:00	1365.9	586.8	79.9	326.6	267.1	23.4	48.8	102.3	2800.8
22:00	1283.7	590	81.3	311.8	236.8	19.6	51.1	14.5	2588.8
23:00	1313.9	559.9	80.3	231.3	111.5	0	53.1	8.6	2358.8
00:00	1126.7	548.7	80.9	203	104.8	0	50.5	-6.6	2108

RESUMEN DE OPERACIÓN - PERFIL DE CARGA DIARIO (MW) ESCENARIO 2

HORA	HIDRAULICA EMBALSE	HIDRAULICA PASADA	GAS	VAPOR	BUNKER	DIESEL	NO CONVENCIONAL	TIE	TOTAL SISTEMA
00:00	1089.6	561.1	59.9	202.2	104.1	0	51	-2.7	2065.1
01:00	917.7	555.6	59.8	202.5	107.4	0	51.1	27.5	1921.6
02:00	936.8	534.7	40.8	203.3	107.4	0	46.3	-16.3	1852.9
03:00	881.9	533.8	40.4	202.3	98	0	45.1	-4	1797.4
04:00	831.1	530.3	40.5	202.9	108.1	0	50.6	11	1774.4
05:00	917.3	533	40.7	202.7	106.8	0	50.2	3.3	1854
06:00	1088.1	555.4	40.2	202.7	109	0	40.7	-27.1	2008.9
07:00	1021.1	551.6	41.1	202.2	117.2	0	41.4	23.2	1997.8
08:00	1167.1	557.4	39.9	202.7	148.2	0	47.6	0.2	2163.1
09:00	1150.8	557.9	40.3	249.4	278.2	0	42.5	100.9	2420
10:00	1089.4	559.3	39.3	324.8	359.8	0	46.2	97.6	2516.4
11:00	1162.8	559.8	40.2	326.6	368.7	0	43.4	96.3	2597.7
12:00	1225.3	558.6	40.9	326.9	337.7	0	46.5	89.9	2625.7
13:00	1182.7	561.5	40.8	326.2	337.9	0	42.7	100.5	2592.4
14:00	1254.1	562.3	40.6	325.2	352.4	0	12.5	88.4	2635.6
15:00	1278.5	562.6	61.1	323.5	356.8	0	49.3	105.9	2737.7
16:00	1256.7	556.3	60.6	325.5	357.7	0	50.7	98	2705.3
17:00	1158.9	560.1	60	325.4	351.4	0	14	93	2563
18:00	1186.2	566	79.2	326.3	358.7	0	12.1	117.2	2645.6
19:00	1454.9	585	80.8	326.1	395.8	39.4	11.6	89.3	2982.8
20:00	1410.1	590.3	80.4	325.7	396.7	51.7	15	89.5	2959.2
21:00	1365.9	586.8	79.9	326.6	267.1	23.4	48.8	102.3	2800.8
22:00	1283.7	590	81.3	311.8	236.8	19.6	51.1	14.5	2588.8
23:00	1313.9	559.9	80.3	231.3	111.5	0	53.1	8.6	2358.8
00:00	1126.7	548.7	80.9	203	104.8	0	50.5	-6.6	2108

Periodo de operación de los sistemas fotovoltaicos

Central fuera de operación sustituida por la demanda de los sistemas fotovoltaicos

RESUMEN DE OPERACIÓN - PERFIL DE CARGA DIARIO (MW) ESCENARIO 3

HORA	HIDRAULICA EMBALSE	HIDRAULICA PASADA	GAS	VAPOR	BUNKER	DIESEL	NO CONVENCIONAL	TIE	TOTAL SISTEMA
00:00	1089.6	561.1	59.9	202.2	104.1	0	51	-2.7	2065.1
01:00	917.7	555.6	59.8	202.5	107.4	0	51.1	27.5	1921.6
02:00	936.8	534.7	40.8	203.3	107.4	0	46.3	-16.3	1852.9
03:00	881.9	533.8	40.4	202.3	98	0	45.1	-4	1797.4
04:00	831.1	530.3	40.5	202.9	108.1	0	50.6	11	1774.4
05:00	917.3	533	40.7	202.7	106.8	0	50.2	3.3	1854
06:00	1088.1	555.4	40.2	202.7	109	0	40.7	-27.1	2008.9
07:00	1021.1	551.6	41.1	202.2	117.2	0	41.4	23.2	1997.8
08:00	1167.1	557.4	39.9	202.7	148.2	0	47.6	0.2	2163.1
09:00	1150.8	557.9	40.3	249.4	278.2	0	42.5	100.9	2420
10:00	1089.4	559.3	39.3	324.8	359.8	0	46.2	97.6	2516.4
11:00	1162.8	559.8	40.2	326.6	368.7	0	43.4	96.3	2597.7
12:00	1225.3	558.6	40.9	326.9	337.7	0	46.5	89.9	2625.7
13:00	1182.7	561.5	40.8	326.2	337.9	0	42.7	100.5	2592.4
14:00	1254.1	562.3	40.6	325.2	352.4	0	12.5	88.4	2635.6
15:00	1278.5	562.6	61.1	323.5	356.8	0	49.3	105.9	2737.7
16:00	1256.7	556.3	60.6	325.5	357.7	0	50.7	98	2705.3
17:00	1158.9	560.1	60	325.4	351.4	0	14	93	2563
18:00	1186.2	566	79.2	326.3	358.7	0	12.1	117.2	2645.6
19:00	1454.9	585	80.8	326.1	395.8	39.4	11.6	89.3	2982.8
20:00	1410.1	590.3	80.4	325.7	396.7	51.7	15	89.5	2959.2
21:00	1365.9	586.8	79.9	326.6	267.1	23.4	48.8	102.3	2800.8
22:00	1283.7	590	81.3	311.8	236.8	19.6	51.1	14.5	2588.8
23:00	1313.9	559.9	80.3	231.3	111.5	0	53.1	8.6	2358.8
00:00	1126.7	548.7	80.9	203	104.8	0	50.5	-6.6	2108



Periodo de operación de los sistemas fotovoltaicos

Central fuera de operación sustituida por la demanda de los sistemas fotovoltaicos

ANEXO 24. VARIACION DE LOS COSTES DE TOTALES DE GENERACIÓN, REDUCCIÓN DE LA DEMANDA Y PERDIDAS DE ENERGÍA, Y VARIACION DE LOS COSTES FINALES DE LA ELECTRICIDAD DEL SECTOR RESIDENCIAL EN EL ECUADOR.

ESCENARIO 1

COSTES TOTALES DE GENERACION			DEMANDA Y ENERGIA		COSTE FINAL DE LA ENERGIA (USD/kWh)		
COSTE TOTAL (sin balance neto)	COSTE TOTAL (con balance neto)	REDUCCION COSTE VARIABLE GENERACION TOTAL	REDUCCION DE LA DEMANDA	REDUCCION DE LAS PERDIDAS	REDUCCION COSTE GENERACION	REDUCCION COSTE T&D	REDUCCION TOTAL DEL PRECIO FINAL ENERGIA
\$50,646.07	\$50,646.07	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$50,161.49	\$50,161.49	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$46,261.73	\$46,261.73	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$44,878.77	\$44,878.77	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$45,620.72	\$45,620.72	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$46,540.34	\$46,540.34	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$49,454.97	\$49,454.97	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$51,589.07	\$51,589.07	0.00%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$54,024.22	\$54,024.22	0.00%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$73,548.47	\$73,548.47	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$80,207.91	\$80,207.91	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$82,175.74	\$82,175.74	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$81,036.12	\$81,036.12	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$81,293.32	\$81,293.32	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$82,273.66	\$82,273.66	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$85,441.02	\$85,441.02	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$84,205.37	\$84,205.37	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$81,434.70	\$81,434.70	0.0%	0.412%	0.82%	0.00%	0.08%	0.08%
\$85,695.31	\$73,787.79	13.9%	0.412%	0.82%	6.04%	0.08%	6.12%
\$94,768.73	\$94,768.73	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$95,267.54	\$95,267.54	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$85,425.91	\$85,425.91	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$72,164.77	\$72,164.77	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$58,590.58	\$58,590.58	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$51,859.77	\$51,859.77	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$1714,566.30	\$1702,658.78	0.69%	0.21%	0.42%	0.30%	0.04%	0.34%

Periodo de operación de los sistemas fotovoltaicos

ESCENARIO 2

COSTES TOTALES DE GENERACION		DEMANDA Y ENERGIA			COSTE FINAL DE LA ENERGIA (USD/kWh)	
COSTE (sin balance neto)	COSTE (con balance neto)	REDUCCION DE LA DEMANDA	REDUCCION DE LAS PERDIDAS	REDUCCION COSTE GENERACION	REDUCCION COSTE T&D	REDUCCION COSTE FINAL ENERGIA
\$50,646.07	\$50,646.07	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$50,161.49	\$50,161.49	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$46,261.73	\$46,261.73	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$44,878.77	\$44,878.77	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$45,620.72	\$45,620.72	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$46,540.34	\$46,540.34	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$49,454.97	\$49,454.97	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$51,589.07	\$49,231.95	4.12%	8.07%	1.99%	0.80%	2.78%
\$54,024.22	\$54,003.90	4.12%	8.07%	0.02%	0.80%	0.82%
\$73,548.47	\$63,297.03	4.12%	8.07%	6.06%	0.80%	6.86%
\$80,207.91	\$70,291.75	4.12%	8.07%	5.37%	0.80%	6.17%
\$82,175.74	\$72,391.66	4.12%	8.07%	5.17%	0.80%	5.97%
\$81,036.12	\$71,902.28	4.12%	8.07%	4.90%	0.80%	5.70%
\$81,293.32	\$71,082.52	4.12%	8.07%	5.46%	0.80%	6.26%
\$82,273.66	\$73,292.22	4.12%	8.07%	4.74%	0.80%	5.54%
\$85,441.02	\$74,681.58	4.12%	8.07%	5.47%	0.80%	6.27%
\$84,205.37	\$74,248.57	4.12%	8.07%	5.14%	0.80%	5.94%
\$81,434.70	\$71,985.90	4.12%	8.07%	5.04%	0.80%	5.84%
\$85,695.31	\$53,485.37	4.12%	8.07%	16.34%	0.80%	17.13%
\$94,768.73	\$94,768.73	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$95,267.54	\$95,267.54	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$85,425.91	\$85,425.91	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$72,164.77	\$72,164.77	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$58,590.58	\$58,590.58	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$51,859.77	\$51,859.77	0.0%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
\$1714,566.30	\$1591,536.12	2.1%	4.16%	3.12%	0.41%	3.53%

Periodo de operación de los sistemas fotovoltaicos

ESCENARIO 3

COSTES TOTALES DE GENERACION			DEMANDA Y ENERGIA			COSTE FINAL DE LA ENERGIA (USD/kWh)		
COSTE (sin balance neto)	COSTE (con balance neto)	REDUCCION COSTE VARIABLE GENERACION	REDUCCION DE LA DEMANDA	REDUCCION DE LAS PERDIDAS	REDUCCION COSTE GENERACION	REDUCCION COSTE T&D	REDUCCION COSTE FINAL ENERGIA	
\$50,646.07	\$50,646.07	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$50,161.49	\$50,161.49	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$46,261.73	\$46,261.73	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$44,878.77	\$44,878.77	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$45,620.72	\$45,620.72	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$46,540.34	\$46,540.34	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$49,454.97	\$49,454.97	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$51,589.07	\$49,231.95	4.57%	8.24%	15.81%	1.99%	1.56%	3.55%	
\$54,024.22	\$54,003.90	0.04%	8.24%	15.81%	0.02%	1.56%	1.58%	
\$73,548.47	\$63,297.03	13.94%	8.24%	15.81%	6.06%	1.56%	7.62%	
\$80,207.91	\$70,291.75	12.36%	8.24%	15.81%	5.37%	1.56%	6.94%	
\$82,175.74	\$72,391.66	11.91%	8.24%	15.81%	5.17%	1.56%	6.74%	
\$81,036.12	\$71,902.28	11.27%	8.24%	15.81%	4.90%	1.56%	6.46%	
\$81,293.32	\$71,082.52	12.56%	8.24%	15.81%	5.46%	1.56%	7.02%	
\$82,273.66	\$73,292.22	10.92%	8.24%	15.81%	4.74%	1.56%	6.31%	
\$85,441.02	\$54,486.70	36.23%	8.24%	15.81%	15.75%	1.56%	17.31%	
\$84,205.37	\$54,002.75	35.87%	8.24%	15.81%	15.59%	1.56%	17.15%	
\$81,434.70	\$52,096.66	36.03%	8.24%	15.81%	15.66%	1.56%	17.22%	
\$85,695.31	\$53,485.37	37.59%	8.24%	15.81%	16.34%	1.56%	17.90%	
\$94,768.73	\$94,768.73	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$95,267.54	\$95,267.54	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$85,425.91	\$85,425.91	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$72,164.77	\$72,164.77	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$58,590.58	\$58,590.58	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$51,859.77	\$51,859.77	0.00%	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
\$1714,566.30	\$1531,206.18	10.69%	4.20%	8.22%	4.65%	0.81%	5.46%	

Periodo de operación de los sistemas fotovoltaicos

ANEXO 25: ENERGIA FACTURADA Y RECAUDADA EN EL AÑO 2012 POR LA EMPRESA DISTRIBUIDORA CNEL EP MANABI

MES	RECAUDACIÓN 2012				
	FACTURACIÓN (USD)	RECAUDACIÓN FACTURACION (USD)	RECAUDACIÓN CARTERA YENCIDA (USD)	TOTAL (USD)	RELACION RECAUDADO/FACTURADO
ENERO	8578,639.75	5171,257.44	1938,767.57	7110,025.01	60.28%
FEBRERO	8683,559.50	4999,043.18	1923,798.75	6922,841.93	57.57%
MARZO	7128,335.45	5037,055.59	2091,279.86	7128,335.45	70.66%
ABRIL	7298,958.62	5215,141.16	2083,813.46	7298,954.62	71.45%
MAYO	8054,886.84	5608,740.78	2446,146.06	8054,886.84	69.63%
JUNIO	7888,394.59	5388,538.74	2499,855.85	7888,394.59	68.31%
JULIO	8075,372.93	5518,421.57	2556,951.36	8075,372.93	68.34%
AGOSTO	7745,283.77	5291,693.60	2453,590.17	7745,283.77	68.32%
SEPTIEMBRE	7210,112.19	5087,089.16	2123,023.03	7210,112.19	70.55%
OCTUBRE	7986,634.24	5013,576.66	2351,817.83	7365,394.49	62.77%
NOVIEMBRE	7995,859.93	5401,425.68	2252,207.52	7653,633.20	67.55%
DICIEMBRE	8625,220.06	5304,907.96	1820,556.71	7125,464.67	61.50%
TOTALES	95271,257.87	63036,891.52	26541,808.17	89578,699.69	66.41%

Fuente: Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP

ANEXO 26: VALORES DE REFERENCIA DE DEMANDA MAXIMA UNITARIA (DMU) PARA DIVERSOS TIPOS DE CLIENTES RESIDENCIALES

Tabla 9: Valores de referencia de la Demanda Máxima y de la Carga Instalada de un usuario residencial tipo, *sin considerar la influencia de las cocinas de inducción*


USUARIO RESIDENCIAL TIPO	DMU KW	DMU kVA	CI kW	CI kVA
E	1,1	1,16	1,84	1,94
D	1,6	1,68	3,22	3,39
C	2,5	2,63	6,30	6,63
B (1)	3,4	3,58	9,80	10,31
A (1)	4,7	4,95	15,82	16,65

FUENTE: Normas para sistemas de distribución – Empresa Eléctrica Quito

USUARIOS	DEMANDA MAXIMA UNITARIA (DMU) KVA	TASA INCREMENTO % - (TI)	AREA MINIMA (m ²)
A	14 - 8	1,5 - 2,5	800
B	8 - 4	2,5 - 4,0	300
C	4 - 2	4,0 - 5,5	180
D	2 - 1,2	5,5 - 6,5	100

FUENTE: Normas para sistemas de distribución – CNEL EP Manabí

ANEXO 27: EJECUCION DEL PRESUPUESTO DE INVERSION DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA CNEL EP MANABI



Rendición de Cuentas 2013

CUMPLIMIENTO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

Ejecución del Presupuesto de Inversión CNEL EP Unidad de Negocio Manabí

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	CODIFICADO	COMPROMISO	%	DEVENGADO	%
MANABI - RECURSOS PROPIOS	6.954.820,30	4.600.057,93	66%	3.392.510,58	49%
MANABI - MERR (SIGDE-LUMINARIAS)	204.224,45	-			
MANABI - PLAN REP 2011	3.267.810,05	2.142.336,32	66%	1.533.401,35	47%
MANABI - FONDO DE REPOSICION 2011	3.179.750,62	1.842.547,42	58%	1.708.699,25	54%
MANABI - FERUM 2012	330.216,80	275.767,34	84%	273.027,23	83%
MANABI - PLAN REP 2012	1.715.219,01	1.661.520,65	97%	1.578.966,59	92%
MANABI - FONDO DE REPOSICION 2012	2.203.665,15	1.663.607,79	75%	1.426.197,88	65%
COMPROMISO OTROS (CLIENTES)	123.549,08	93.868,01	76%	93.868,01	76%
MANABÍ SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL SAPG	1.219.554,00	613.028,06	50%	613.028,06	50%
FERUM BID 2012 - MANABÍ (PGE)	2.616.321,29	1.973.393,16	75%	1.850.804,56	71%
FERUM 2013 - MANABÍ (PGE)	987.826,76	926.425,54	94%	671.652,04	68%
PLANREP 2013 - MANABÍ (PGE)	1.324.498,00	1.141.629,76	86%	726.999,58	55%
PMD 2013 - MANABÍ (PGE)	4.749.726,00	2.968.163,81	62%	1.843.203,53	39%
MANABÍ - COMPROMISO PROPIOS NUEVOS	827.032,68	539.958,02	65%	394.686,05	48%
TOTAL	29.704.214,19	20.442.303,81	69%	16.107.044,71	54%

Fuente: Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP

Los recursos propios de la empresa distribuidora se encuentran marcados con rojo, en la columna “CODIFICADO”.