

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ECONÓMICA,
ESTADÍSTICA Y CIENCIAS SOCIALES
ESPECIALIDAD DE INGENIERÍA ECONÓMICA.



**“EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN
EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO 2012-2021.”**

TESIS

PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ECONOMISTA

EDUARDO CERVANTES SILVA

LIMA – PERÚ

2013

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

TABLA DE CONTENIDO

PRÓLOGO	1
INTRODUCCIÓN	3
A. Problema de Investigación	6
B. Objetivos de la Investigación	8
C. Hipótesis de la Investigación	8
D. Justificación del Trabajo	9
E. Selección de Variables	10
F. Antecedentes	12
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO	14
A. MARCO TEÓRICO TÉCNICO	14
1. Sector Energético y Eléctrico Peruano	14
2. Estructura del Sector Eléctrico Peruano	17
2.1. La Generación	17
2.2. La Transmisión	22
2.3. La Distribución	24
B. MARCO TEÓRICO ECONÓMICO	27
1. Economía de Alcance	27
2. Economía de Densidad	29
3. Valor Agregado de Distribución	29
C. MARCO TEÓRICO AMBIENTAL	30
1. Energía Solar	30
2. Energía Eólica	33
3. Energía Mini-Hidráulica	36
4. Biomasa	37

5. Energía Geotérmica.....	39
6. Mareomotriz y Oleaje.....	40
CAPÍTULO II: MARCO LEGAL.....	42
A. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento.....	42
B. Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832).....	43
C. Marco Legal para la Generación Eléctrica con Energías Renovables	44
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	46
A. Proyección de la Demanda Eléctrica 2012-2021.....	46
B. Plan de Implementación de Energías Renovables 2012-2021.....	51
C. Evaluación Económica de la Implementación de RER en el Perú 2012-2021.....	57
CAPÍTULO IV: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 2012-2021	70
CAPÍTULO V: PLAN DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2012-2021	77
CAPÍTULO VI: EVALUACIÓN ECONÓMICA RER 2012-2021	88
CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	184
A. Conclusiones.....	184
B. Recomendaciones	184
ANEXOS	193
Anexo N° 1: Tabla Resumen de Tecnologías ERNC.....	193
Anexo N° 2: Decreto Legislativo N° 1002-2008, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.....	194
Anexo N° 3: Decreto Ley N° 28832-2006, Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.....	198
Anexo N° 4: Decreto Ley N° 25844-1992, Ley de Concesiones Eléctricas.....	211
Anexo N° 5: Efectos de la Disminución del Caudal de Agua en el Factor de Planta de una Central Mini-Hidroeléctrica	227
BIBLIOGRAFÍA	238

PRÓLOGO.

El día 2 de mayo del año 2008 fue publicada en el diario oficial El Peruano el Decreto Legislativo N° 1002-2008 que tiene por objetivo promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y la energía hidráulica cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW *) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) cada 5 años.

En el presente trabajo se estudiará el impacto que esta ley de promoción de energías renovables tiene en el mercado eléctrico peruano teniendo en cuenta los costos y beneficios de la implementación de cada tecnología RER en tres diferentes escenarios de crecimiento de la economía peruana para los próximos 10 años.

* Centrales mini hidráulicas con una potencia instalada menor a 20 MW presenta un impacto ambiental mínimo y usa la fuerza hídrica sin represaría. Se puede transformar a muy diferentes escalas. España y Chile presentan los mismos límites

Para ello esta tesis tiene como objetivo realizar una evaluación comparativa, tanto cualitativa como cuantitativa, entre las distintas tecnologías RER existentes incluidas en la ley señalada, con el fin de determinar cuáles tecnologías son económicamente viables a largo plazo dado el nuevo marco legal.

En el Capítulo I hacemos una breve descripción del sector energético y eléctrico peruano, revisamos resumidamente los contenidos de la Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y la Ley de Implementación de Energías Renovables; y realizamos una descripción detallada de cada recurso energético renovable.

En el Capítulo II trabajamos detalladamente 3 metodologías: La primera nos permite determinar la demanda de energía eléctrica 2012–2021 a partir del crecimiento del PBI en ese periodo. En la segunda metodología detallamos paso por paso la elaboración del Plan de Implementación de Energía Renovable 2012–2021. Por último, especificamos la tercera metodología para realizar una evaluación económica de la implementación de energía RER en el sector eléctrico del Perú 2012-2021.

En el Capítulo III estimamos la proyección de la demanda de energía eléctrica 2012-2021 y la comparamos con un estudio similar realizado por una consultora internacional. En el Capítulo IV presentamos el plan de implementación de energías renovables tomando en cuenta cada tecnología RER (Eólica, Geotérmica, Solar y Biomasa, incluyendo Centrales Hidráulicas inferiores a 20 MW). En el Capítulo V realizamos la evaluación económica RER 2012-2021 considerando los costos medios de cada tecnología, el impacto de la venta de los bonos de carbono, el ahorro de petróleo que dejamos de importar y el ahorro de gas natural que podemos exportar (energía convencional que es sustituida por energía RER).

INTRODUCCIÓN.

El Perú es un país particularmente vulnerable al Cambio Climático, pero poco significativo en la producción de Gases de Efecto Invernadero; representando solo el 0,2% de las emisiones de CO₂ a nivel mundial (según datos del 2008). Durante los últimos doscientos años (desde la revolución industrial), la combustión de fósiles y biomasa (petróleo, carbón, incendios, etc.) y la progresiva desaparición de los bosques (encargados de absorber gran parte de CO₂), ha producido un gran aumento de la concentración del dióxido de carbono junto con los otros gases (vapor de agua, metano, óxidos de nitrógeno, ozono y clorofluorocarburos) provocando un cambio en el equilibrio natural. Este aumento de las emisiones ha producido, de forma directa, el incremento de la temperatura global y el llamado Efecto Invernadero (Fuente: Banco Mundial, Emisiones de CO₂ per cápita, Perú).

¿Cuál es la relación entre el CO₂ y el Efecto Invernadero? La radiación solar de onda corta atraviesa la atmósfera de cualquier planeta siendo absorbida, en parte, por el suelo. Otra parte de la radiación, queda en nuestra atmósfera gracias a la capa existente de gases como el CO₂. La radiación restante y más grande, vuelve a salir al espacio convertida en una longitud de onda correspondiente a los rayos infrarrojos. Debido al aumento de los gases de efecto invernadero en la atmósfera de la tierra, gran parte de estos rayos no pueden escapar al espacio permaneciendo en nuestra atmósfera y modificando su temperatura a la alza (Fuente: Ecología · Ensayos y Artículos, CO₂ y El Cambio Climático, Efecto Invernadero elaborado por Jesús Sordo Medina).

En el mes de diciembre de 1997 tuvo lugar en Japón la Tercera Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. En aquella reunión más de 160 países se comprometieron a llevar a cabo el Protocolo de Kyoto, el cual establece que los países industrializados responsables de al menos el 55% de las emisiones de CO₂ deben reducir antes del año 2012 estas emisiones a unos niveles de 5% más bajos con respecto a los registrados en 1990. Estados Unidos, aunque apoya la esencia de este compromiso, se desmarcó del mismo al ver que no se obligaba a países como China y la India a reducir sus importantes emisiones de gases contaminantes debido a su condición de países en vías de desarrollo. Además si adopta las medidas establecidas en el protocolo afectaría significativamente su economía (Fuente: BBC Mundo, Las Claves de Kyoto, ¿Por qué EEUU se retiró del Acuerdo?).

En el año 2005 las emisiones de CO₂ aumentaron en España en un 53% con respecto al nivel de emisiones de 1990, a pesar de que la Comisión Europea (siguiendo las indicaciones del Protocolo) no permitía que este nivel aumentara más allá del 15%. En los últimos años tanto India y China han aumentado las centrales de energía de carbón (562 que se pondrán en funcionamiento este año) echando por tierra los esfuerzos de otros países y regiones. Si no sustituyen su modelo de crecimiento por otro más ecológico, sus índices de emisión de CO₂ para el 2020 superarán a todo lo emitido en todo el planeta. Tampoco debemos olvidar que el desarrollo asiático disminuirá las zonas boscosas y recursos acuíferos lo que también influirá directamente en el nivel de CO₂ en la atmósfera y la calidad de vida de las personas (Fuente: Ecología · Ensayos y Artículos, CO₂ y El Cambio Climático, Protocolo de Kyoto elaborado por Jesús Sordo Medina).

Por otro lado, a pesar de ser un avance positivo según las Naciones Unidas, Estados Unidos, Australia, China, India, Japón y Corea del Sur, principales emisores de CO₂, se han desmarcado del Protocolo de Kyoto formando el llamado Pacto del Carbón, que aspira a promover nuevas tecnologías de tal forma que la combustión de combustibles fósiles sea más ecológica. Sin embargo, los ambientalistas, consideran que países como Estados

Unidos y Australia ha promovido el Pacto del Carbón para eludir sus responsabilidades derivadas del compromiso de Kyoto. En cualquier caso, habrá que esperar a los próximos años para ver cuáles son las verdaderas intenciones de estos países (Fuente: Agencia de Noticias INTER PRESS SERVICE, Señales de Humo al Protocolo de Kyoto (Pacto de Carbón) por Antoaneta Bezlova.).

A pesar de estas divergencias, el Protocolo de Kyoto establece que se priorice la reducción de los principales gases efecto invernadero tomando una serie de medidas como la utilización de energías limpias (Energías Renovables) en lugar de energías que tienen orígenes fósiles. Los países industrializados tienen que cumplir con metas de reducción de Gases de Efecto Invernadero, especialmente la reducción de CO₂ (ya que representa el 70% de Gases del Efecto Invernadero), invirtiendo en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo mediante la utilización de mecanismos de reducción de CO₂ (Fuente: Ecología · Ensayos y Artículos, CO₂ y El Cambio Climático, Emisiones de CO₂ en el Sudoeste Asiático elaborado por Jesús Sordo Medina).

Mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (uno de los mecanismos que establece el Protocolo de Kyoto para promover la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero) los países en desarrollo podrán emitir certificados de reducción de 1 Tonelada de CO₂ (cuyo valor podría variar entre 5 y 10 dólares) que serán comprados por los países industrializados. Es decir los países industrializados compran la reducción "certificada" de emisiones realizada en países en desarrollo, así cumple con la reducción comprometida en el Protocolo de Kyoto. Una de las oportunidades asociada al MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) son las Energías Renovables (Fuente: SCOTIABANK PERÚ, Oportunidades Financieras en el Mercado de Bonos de Carbono).

Mediante el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables (2008), y su Nuevo Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 012-2011-EM, el Perú promueve el

aprovechamiento en la generación de electricidad de los Recursos Energéticos Renovables (RER) tales como: biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y la energía hidráulica cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW. Además se han dictado leyes que otorgan beneficios tributarios a la inversión en energías renovables como Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (Ley N° 28876) y a depreciación acelerada de activos, de hasta 20% cada año, para efectos del pago del Impuesto a la Renta (Ley N° 1058). (Fuente: Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables).

Se desea modificar la actual matriz energética del Perú mediante el desarrollo de las fuentes primarias disponibles y sostenibles en el país. La idea es consumir lo que tenemos en abundancia y dejar de consumir lo que el país no produce e importa (principalmente diesel). El objetivo del Cambio de Matriz Energética es reemplazar en un 20% el total de generación eléctrica de origen fósil por energía renovable. Para ello debemos promover (mediante Subastas) el gran potencial que tenemos para el desarrollo de energías renovables como la Hidroenergía, la Energía Solar, la Energía Eólica y nuestro potencial en Biomasa (Fuente: MINEM, Publicaciones, Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica como Instrumentos de Planificación).

A. Problema de Investigación.

¿Cuál es el impacto económico de la implementación de energías renovables en el sector eléctrico peruano? ¿De qué manera podemos medir los beneficios de utilizar tecnología RER? ¿La implementación de energías renovables en la generación de electricidad produce un aumento de la tarifa en el sistema eléctrico peruano? ¿Qué tecnología RER debería priorizar el Perú en su Plan de Implementación de Energías Renovables 2012-2021?

A pesar del alto potencial hidráulico que tiene el Perú, se está promoviendo políticas para el desarrollo de otros recursos energéticos renovables. Las tecnologías de RER (Recursos Energéticos Renovables) difieren mucho entre sí, teniendo cada una sus pro y sus contras.

En el cuadro N° 1 se presentan los costos y factores de planta de las distintas tecnologías de generación mediante Energía Renovable no Convencional. Se espera que los costes de las renovables se reduzcan a medio y largo plazo.

**CUADRO N° 1
COSTO DE TECNOLOGÍA RER**

Tecnología	Costo Inversión (millones \$/MW)	Factor de Planta	Costo Variable (\$/MWh)
Hidroeléctrica < 20 MW	1,9	0,6	2
Eólica	2,2	0,3	2
Solar	6	0,25	2
Biomasa	2	0,85	45
Geotérmica	3,5	0,9	5

Fuente: Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía,
Energías Renovables no Convencionales (ERNC)

Debemos tener en cuenta que los costos de Tecnologías RER no reflejan los beneficios de la disminución de emisión de CO₂, la disminución de importación de combustible fósil, el ahorro económico obtenido gracias a la reducción anual del consumo de Gas de Camisea (considerando que el gas ahorrado se emplea en su exportación), etc. Por lo tanto en la Evaluación Económica de la Implementación de Energías Renovables se deberá analizar estos beneficios de cada tecnología RER.

Las Subastas de Energías Renovables se realizan de forma separada para cada tecnología RER, por ejemplo se subastan tecnologías que utilizan Energía Solar y se da la buena pro a aquel proyecto de Energía Solar que ofrezca el menor precio para cumplir con la cuota de energía asignada. Igual sucede con las otras tecnologías RER.

Estas condiciones de Subasta no toma en cuenta que; grandes costos en la implementación de Energías Renovables implica un mayor pago de tarifas por parte de los usuarios o un mayor aporte del Estado para hacer que el proyecto sea viable (subsidio). Por lo tanto un Plan de Implementación de Energías Renovables nos proporcionará el mínimo coste y el máximo beneficio para el país de implementar proyectos RER para la generación eléctrica.

B. Objetivos de la Investigación.

B.1. Objetivo General.

Este estudio está destinado a determinar la mejor alternativa RER para cubrir la Demanda de Energía Eléctrica, en un horizonte de 10 años (2012-2021), que debe ser generado con Energía Eólica, Energía Solar, Mini-Hidroeléctricas y Biomasa; teniendo en cuenta el reemplazo de un 20% el total de generación eléctrica de origen fósil por sistemas renovables de generación eléctrica en el horizonte indicado.

B.2. Objetivos Específicos.

Identificar, analizar y cuantificar la relación del crecimiento del Producto Bruto Interno Peruano con el crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica

Identificar, analizar y cuantificar los beneficios y costos de la implementación de Energías Renovables para cubrir la Demanda de Energía Eléctrica, en un horizonte de 10 años.

C. Hipótesis de la Investigación.

Esta tesis plantea como hipótesis, la que se describe a continuación:

La Evaluación Económica de la implementación de Energías Renovables en el Sector Eléctrico Peruano determinará que las Centrales Mini-Hidroeléctricas presentan el menor Valor Actual de Costos o la menor Tarifa Eléctrica RER; tomando en cuenta el Ahorro por la No Importación de Petróleo, la Exportación del Gas Natural que es sustituido por RER, la Venta de Derecho de Emisiones de CO₂, el Costo Inversión de la Tecnología RER y Costo Variable de su utilización. Por lo tanto, el Potencial Hidráulico será la mejor alternativa RER

para cubrir la Demanda de Energía Eléctrica con Energía Renovable, en un horizonte de 10 años (2012-2021), mediante su generación con Mini-Hidroeléctricas.

D. Justificación del Trabajo.

A pesar de que Perú representa solo el 0.2% de las emisiones de CO₂ a nivel mundial; se ha establecido, mediante el Decreto Legislativo N°1002, alcanzar la meta de implementar centrales de generación con energías renovables que cubran hasta el 5% (en cada uno de los años del primer quinquenio) del consumo nacional de electricidad, no considerando en este porcentaje objetivo a las Centrales Hidroeléctricas.

El Perú adoptó la aplicación de incentivos económicos para la implementación de proyectos RER mediante el mecanismo de subastas. Sin embargo, el plan de energías renovables ha sido dejado al libre juego de la iniciativa del sector privado. No existe un Plan de Energías Renovables ni un portafolio de proyectos por tipo de Tecnología RER para los próximos años; donde pueda proyectarse las mejores alternativas RER para cubrir la Demanda de Energía Eléctrica.

No existe una valoración de los beneficios de la disminución de emisión de CO₂, la disminución de importación de combustible fósil, el ahorro económico obtenido gracias a la reducción anual del consumo de Gas de Camisea (considerando que el gas ahorrado se emplea en su exportación), etc. Su análisis produciría una mejora en la rentabilidad y competitividad de las instalaciones con RER frente a las convencionales.

La Planificación de Energías Renovables en el Sector Eléctrico Peruano es parte de la Política Energética y supone la combinación óptima (eólica, solar, biomasa, mini-hidroeléctricas, etc.) y sustentable para el abastecimiento a largo plazo del país. Por ello se debe implementar las tecnologías RER más adecuadas con el fin de diversificar las fuentes de generación eléctrica y reducir la vulnerabilidad frente al cambio climático.

E. Selección de Variables.**E.1. Variables Dependientes:**

Tarifa Eléctrica RER (relacionado con el mercado).

Valor Actual de Costos (relacionado con la inversión).

E.2. Variables Independientes:

Ahorro por la No Importación de Petróleo.

Exportación del Gas Natural que es sustituido por RER.

Venta de Derecho de Emisiones de CO₂.

Costo Inversión de la Tecnología RER.

Costo Variable de la utilización de RER.

Producción (Demanda) de Energía Eléctrica RER.

Demanda de Energía Eléctrica en el Perú.

Producto Bruto Interno.

E.3. Variables de Control o Decisión:

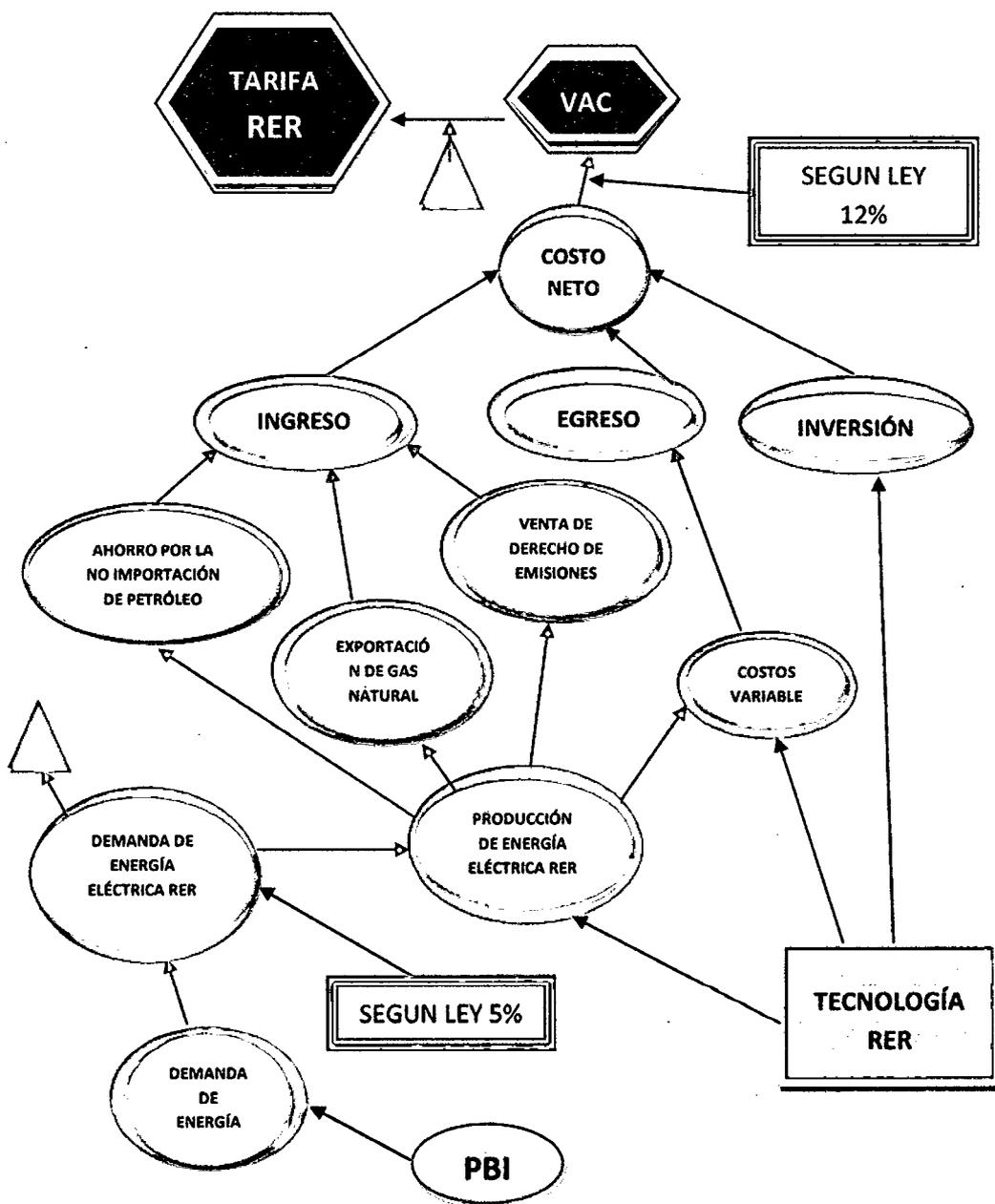
Tecnología RER. { El País controla la tecnología que va a priorizar. Al cambiar la tecnología RER, cambia la inversión y por ende, la tarifa.

E.4. Variables Restrictivas:

Generación Nacional de Electricidad a partir de RER (5%).

Tasa de Retorno de la Inversión (12%).

E.5. Modo de Compatibilidad.



F. Antecedentes.

El Informe Final del “Estudio del Plan Maestro de Electrificación Rural con Energías Renovables en la República del Perú” fue llevado a cabo por Electric Power Development Co., Ltd. Y Nippo Koei Co., Ltd. desde febrero del 2007 hasta agosto del 2008; bajo el contrato con la Agencia de Cooperación Internacional del Japón. Este Informe Final compila un plan maestro para electrificación rural por energía renovable (energía solar y energía hidroeléctrica a mini-escala) en pueblos remotos difíciles de electrificación con ampliación de red, esparcidos principalmente en los Andes y el Amazonas del Perú. El Plan Maestro propone proposiciones de política sobre los problemas de legal/institución, organización, financiamiento, medio ambiente concernientes a la promoción de electrificación rural. Asimismo, se elaboró un plan a largo plazo para electrificación de pueblos no-electrificados utilizando energía solar y energía hidroeléctrica a mini-escala.

Con cooperación técnica del BID y en convenio con el MEF, se ha elaborado el estudio denominado “Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación”, por el consorcio “R.GARCÍA Consultores S.A., ARCAN Ingeniería y Construcciones S.A. y Centro de Conservación de Energía y del Ambiente - Cenergía”. Se trata de un estudio de base del sector energético, donde el consorcio desarrolla el análisis de la estrategia del sector energético peruano en los próximos 30 años, analizando diversos escenarios a futuro. El objetivo de este trabajo es determinar las políticas de producción de energía en general (de todo el país) para cubrir la demanda de: Diesel B5, Energía Eléctrica, Biomasa, Gasohol, GLP, Gas Distribuido, Petróleo Industrial, Turbo-JET, Carbón Mineral, No Energéticos, Carbón Vegetal, Coque y Energía Solar.

El trabajo realizado por el ingeniero y economista Alberto Antorán Ponce, “Análisis Económico de Energías Renovables en España”, pretende analizar los beneficios de las energías eólica, fotovoltaica y termosolar derivados del ahorro de la importación de

combustibles fósiles y derechos de emisión de CO₂, confrontándolos con los costes incurridos mediante las primas a la producción que reciben para su desarrollo y promoción.

F.1. Balance de los Hechos Estilizados.

No se contabilizan otros beneficios derivados del desarrollo de un sector industrial propio, ni tampoco otros costes indirectos en los que se incurre en el sistema eléctrico tales como: las inversiones necesarias sobre la red de transporte y distribución para acomodar la producción de origen renovable; y el incremento de los pagos por capacidad para asegurar las inversiones en capacidad instalada (a medio y largo plazo) debido a un menor uso de las unidades de producción (capacidad instalada total) que garantizan el suministro eléctrico peruano, ya que estas unidades se usan como cobertura ante una ausencia de producción renovable (fundamentalmente centrales térmicas).

CAPÍTULO I
MARCO TEÓRICO.

A. MARCO TEÓRICO TÉCNICO.

1. Sector Energético y Eléctrico Peruano.

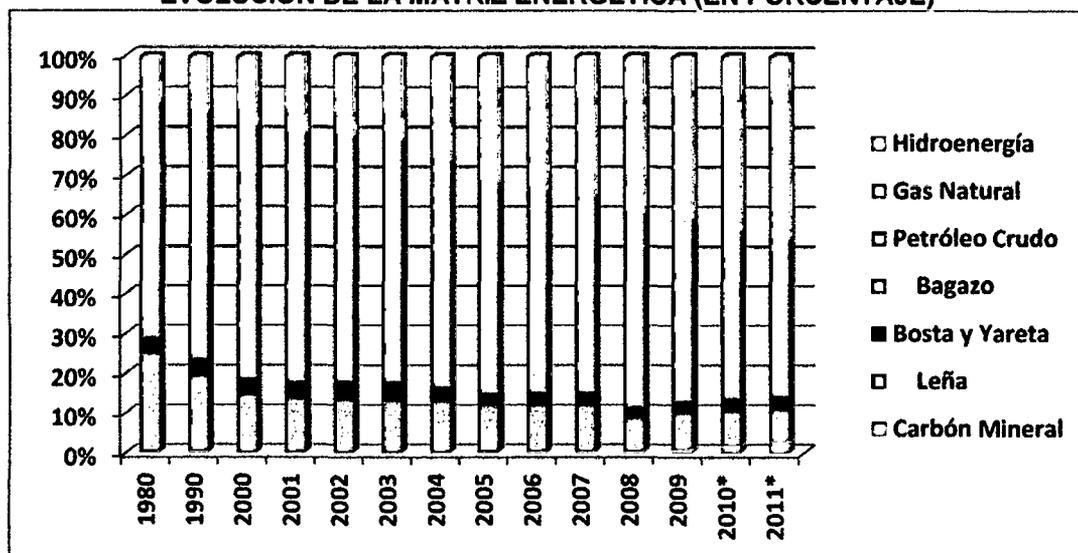
Históricamente el consumo energético se ha inclinado hacia el consumo de hidrocarburos, en particular, petróleo y sus derivados. En el pasado, aproximadamente el 80% de la Oferta Interna Bruta de energía primaria en los años setenta, ochenta y noventa se encontraba concentrada principalmente en el petróleo crudo y en la leña. En la actualidad hay una mayor participación del gas natural y de la energía hidroeléctrica. En los últimos años el petróleo, el gas natural y los líquidos del gas, la hidroenergía y el restante en biomasa, carbón y solar, representan aproximadamente el 39%, 35%, 11% y 17% respectivamente.¹

CUADRO N° 2
CUADRO DE EVOLUCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

Año	1980	1990	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010*	2011*
Energía (TJ)	521.7	503.0	516.4	659.4	692.6	745.0	755.8	884.2	897.4	910.9
CarbónMineral	0.2%	0.6%	0.1%	0.2%	0.5%	0.4%	0.5%	1.1%	2%	3%
Biomasa	29.3%	23.5%	19.5%	15.4%	15.4%	15.2%	11.5%	12.4%	12.3%	12.0%
Leña	24.8%	18.7%	14.4%	11.7%	11.6%	11.6%	8.2%	9.1%	8.7%	8.0%
Bosta-Yareta	4.5%	4.8%	4.7%	3.4%	3.5%	3.6%	3.2%	3.3%	3.6%	3.5%
Bagazo	0.0%	0.0%	0.4%	0.4%	0.3%	0.04%	0.04%	0.03%	0.03%	0.03%
PetróleoCrudo	58.8%	61.8%	62.7%	52.3%	50.4%	49.0%	48.4%	45.3%	42.47%	39%
Gas Natural	5.7%	4.8%	3.6%	19.8%	21.0%	23.5%	28.2%	31.1%	33.7%	35%
Hidroenergía	6.0%	9.4%	14.1%	12.3%	12.7%	11.8%	11.4%	10.1%	10.8%	11%
TotalEnergía	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Matrices Energéticas desde 1980 hasta 2009, MINEM. (*) Pronosticado

**GRÁFICA DE BARRA N° 1
EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA (EN PORCENTAJE)**



Fuente: Matrices Energéticas desde 1980 hasta 2009, MINEM.

En el período 1970-2009 el consumo nacional de energía total ha crecido a una tasa media del 1.5% anual por debajo de la tasa de crecimiento de la población. El 61% del incremento en el consumo energético entre 1970 y 2009 fue aportado por el sector Transporte, mientras que un 38% lo aportaron los sectores Minería e Industria. Por su parte, el consumo del sector residencial y comercial creció en dicho período a una tasa de 0.5% anual, exhibiendo un importante cambio en el patrón de energéticos consumidos.^{1*}

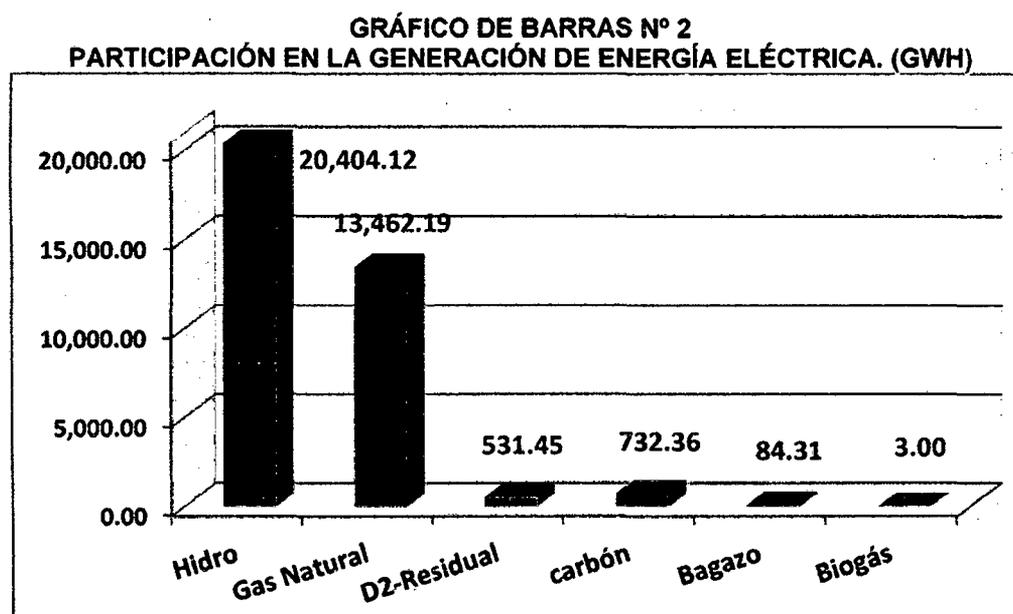
**CUADRO N° 3
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2011 - 2010**

Tipo Combustible	2010	2011	Variación
Hidro	18,964.56	20,404.12	7.59%
Gas Natural	11,446.53	13,462.19	17.61%
D2-Residual	871.34	531.45	-39.01%
carbón	1,066.92	732.36	-31.36%
Bagazo	77.48	84.31	8.82%
Biogás	-	3.00	0.00%
Total	32,426.83	35,217.43	8.61%

Fuente: COES-SINAC, Resumen Estadístico Anual

^{1-1*} MINEM, Publicaciones (2012), "Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación", Resumen Ejecutivo del Informe IV – Informe Final (Componente 1), Diagnóstico, pág.10 y 11.

En el período 2000 - 2010, el sector eléctrico se ha caracterizado por la creciente participación de generación con gas natural, llegando al final del periodo a representar el 35% de la producción total, en tanto que con hidroelectricidad fue de 59% y con Diésel, residual y carbón fue de 6%. La generación al 2010 totalizó 33,450.1 GWh, correspondiendo al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN el 98,1% y 1,9% a los sistemas aislados.²



Fuente: COES-SINAC, Resumen Estadístico Anual 2011

La participación del recurso hídrico en la producción total de energía eléctrica del SEIN durante el año 2011 representó el 57,94% (20 404,12 GWh), gas natural con el 38,23% (13 462,19 GWh), carbón con el 2,08% (732,36 GWh), diésel y residual con el 1,51% (531,45 GWh) y bagazo y biogás con el 0,25% (87,31 GWh).³

² MINEM, Publicaciones (2012), "Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación", Resumen Ejecutivo del Informe IV – Informe Final (Componente 1), Planes, pág.33.

³ COES-SINAC, Resumen Estadístico Anual del SEIN 2011, Producción de Energía Eléctrica Comparativa por tipo de Combustible 2010 – 2011 (GWh), pág.4/5.

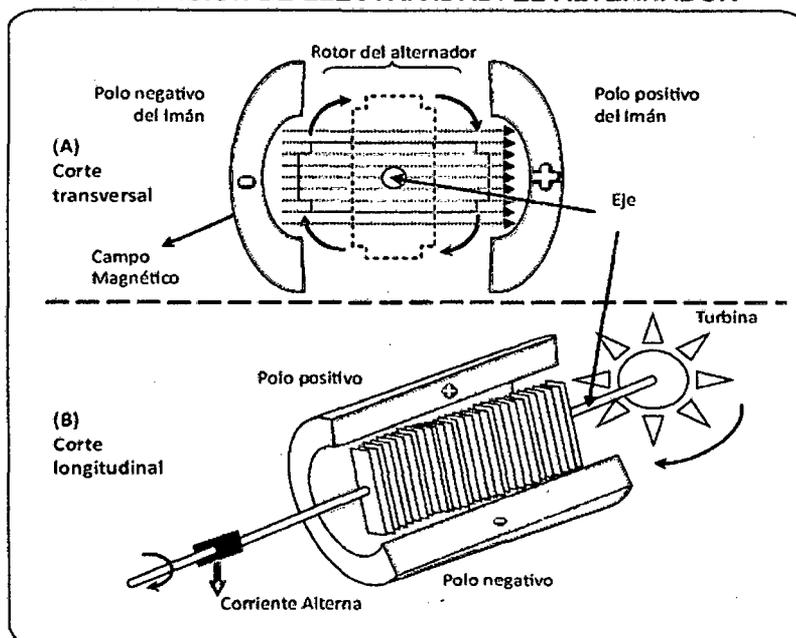
2. Estructura del Sector Eléctrico Peruano.

2.1. La Generación.⁴

Son las encargadas de producir y planificar la capacidad de abastecimiento de la energía, es posible introducir competencia, ya que existe economía a escala y porque la tecnología ha venido reduciendo las barreras a la entrada. Entre las características se encuentran la dificultad de almacenamiento, el patrón cambiante de la demanda diaria, elevados riesgos operacionales, por lo cual se requiere combinar tecnologías.

Para producir energía eléctrica se utiliza una máquina llamada alternador o generador eléctrico la cual aprovecha la energía mecánica que se le aplica (térmica o hidráulica), donde un generador eléctrico o la agrupación de generadores forma una central eléctrica.

**FIGURA N° 1
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD: EL ALTERNADOR**



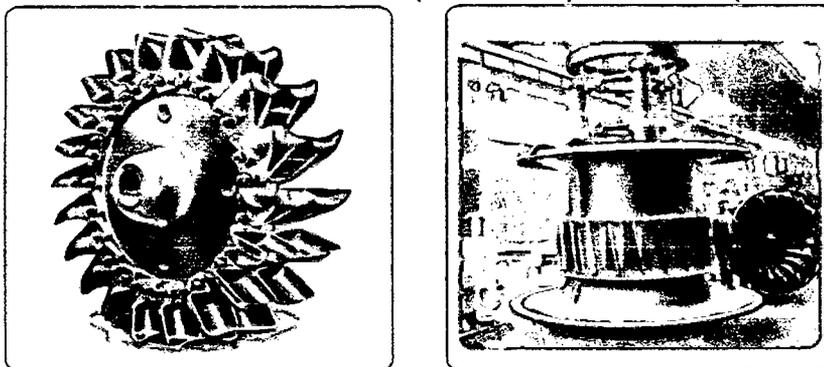
Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico Peruano

⁴ OSINERGMIN, "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano", Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico (Parte I), La Generación Eléctrica, pág.21-43.

En la parte (A) del gráfico se aprecia que en la parte exterior del alternador se encuentran dos polos opuestos de un imán, los cuales se atraen, generando un campo magnético en el espacio que existe entre ellos. Dentro de dicho campo se encuentra el rotor que gira alrededor de su eje, el cual genera una corriente eléctrica inducida cuando se pone en contacto con los polos del imán. En la parte (B) se puede apreciar que el rotor se encuentra conectado a una vara metálica que lo hace girar. Dicha vara se encuentra conectada, a su vez, a una turbina, la cual al moverse hace girar el rotor del alternador produciendo corriente eléctrica alterna. Las turbinas son dispositivos a través de los cuales transita un fluido, transmitiendo energía cinética y convirtiéndola en energía mecánica. Se clasifican en turbinas hidráulicas y turbinas térmicas.

Las turbinas hidráulicas trabajan con líquidos, son la versión moderna de las antiguas ruedas hidráulicas. En la siguiente gráfica se muestra la turbina hidráulica del tipo Pelton (izquierda) y la turbina hidráulica del tipo Francis (derecha).

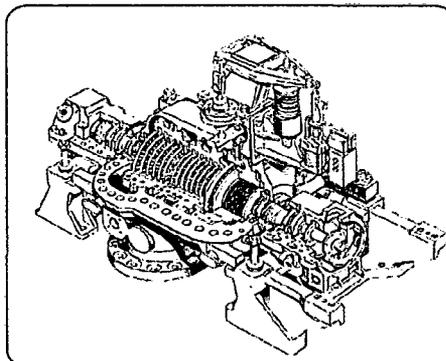
FIGURA N° 2
TURBINAS HIDRÁULICAS: PELTON (IZQUIERDA) Y FRANCIS (DERECHA)



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico Peruano

En las turbinas térmicas el fluido que pasa por ellas sufre un cambio de densidad. Se clasifican en turbinas de vapor y turbinas de gas. Las primeras funcionan con el vapor de agua mientras que las de gas funcionan con gases obtenidos por la combustión (la expansión de gas actúa como una fuerza que genera el movimiento de las turbinas).

**FIGURA N° 3
TURBINAS A VAPOR**

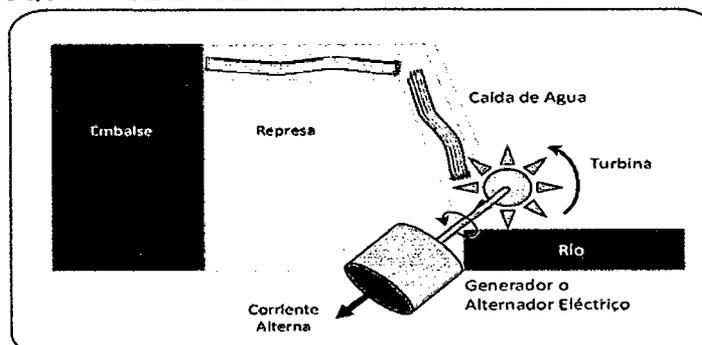


Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos

Una de las presentaciones de La generación hidráulica es la de embalse. Este es producido por una represa que genera desnivel en el lecho de un río, aprovechándose además de la energía cinética, la energía potencial gravitatoria para generar electricidad. Al liberarse el agua esta cae con gran potencia sobre la turbina del alternador (generador), el cuál gira generando la corriente eléctrica alterna.

Este tipo de central tiene la ventaja de regular el gua que pasa por la turbina sin depender del caudal del río. A diferencia de la central de pasada (como veremos más adelante para la producción de Mini-hidroeléctricas), puede mantenerse una producción de energía eléctrica más estable, además de explotar una mayor fuerza motriz debido a que utiliza la caída del agua y no solo de su cauce.

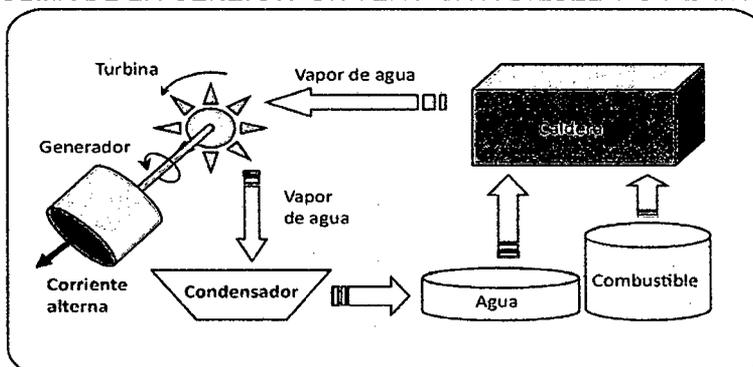
**FIGURA N° 4
ESQUEMA DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA DE EMBALSE**



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

Las centrales térmicas que utilizan diésel, residual y/o derivados del petróleo produce la combustión y se calienta el agua hasta hacer ebullición. El vapor es expulsado a alta presión y temperatura haciendo girar la turbina generando energía eléctrica alterna.

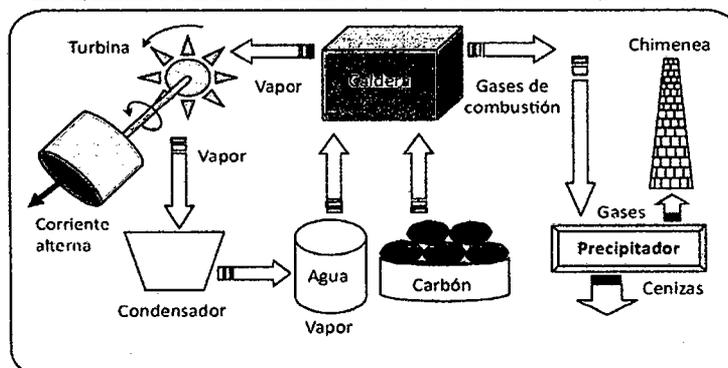
FIGURA N° 5
ESQUEMA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA A DIÉSEL Y/O DERIVADOS.



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico Peruano

Las centrales térmicas a carbón calientan el agua por medio de la combustión del carbón hasta hacer ebullición. El vapor es expulsado a alta presión y temperatura haciendo mover la turbina y girar el rotor generando energía eléctrica alterna.

FIGURA N° 6
ESQUEMA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA A CARBÓN.

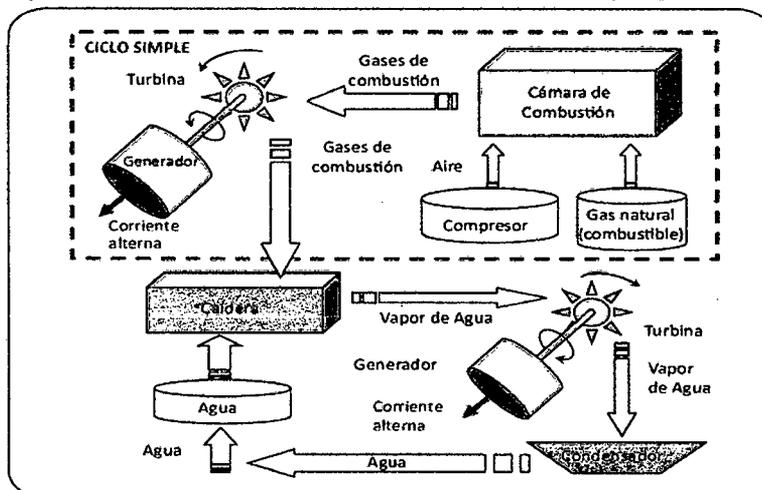


Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico Peruano

La Central térmica de ciclo simple concentra el gas natural en una cámara de combustión. Se requiere de un compresor de aire que alimente a la cámara para aumentar la presión del gas. Como resultado de la combustión la presión del gas aumenta hasta alcanzar la fuerza suficiente para hacer girar las turbinas. La energía calorífica se desperdicia. En el

caso del ciclo combinado los gases que se obtienen del ciclo simple son reutilizados para calentar una caldera con agua la cual ebulliciona. El vapor gira una segunda turbina (otro alternador)

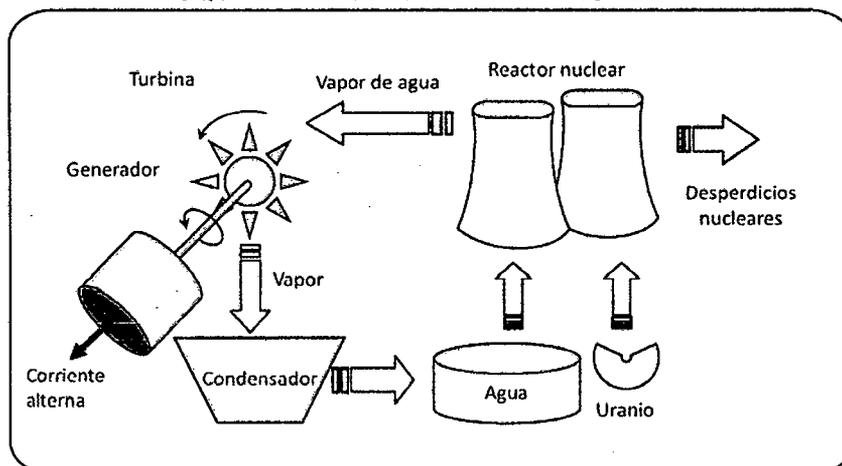
FIGURA N° 7
ESQUEMA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA A CICLO COMBINADO.



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

Por último tenemos la Generación Nuclear. Este tipo de generación utiliza uranio o plutonio. El combustible se introduce a un reactor nuclear, el cuál mediante fisión atómica consigue la reacción nuclear, de forma que se libera grandes cantidades de calor que elevan la temperatura del agua hasta lograr su ebullición.

FIGURA N° 8
ESQUEMA DE LA GENERACIÓN NUCLEAR.



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

2.2. La Transmisión.⁵

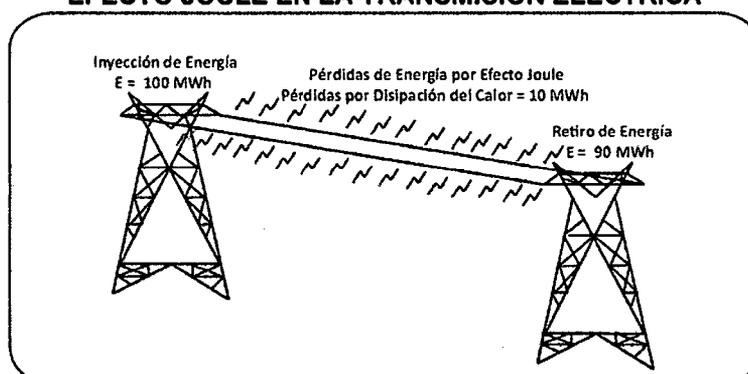
Esta actividad presenta economías de alcance sobretodo en el diseño de las instalaciones por lo que tiene características de monopolio natural, razón por la cual debe estar sujeta a una regulación. La finalidad de esta actividad es lograr la transferencia de energía en niveles de muy alta, alta y media tensión desde las generadoras hacia los distribuidores. Las características que presenta la transmisión hacen indispensables que se mantenga en todo momento un determinado nivel de tensión y de frecuencia; asimismo, es necesario contar con un ente que integre en cada momento las actividades de generación y de transmisión.

Para transportar la electricidad se cuenta con un medio llamado conductor eléctrico. Todos los conductores presentan cierta resistencia eléctrica, esta depende de factores como la longitud, el área transversal y el material del cual está compuesto. Los conductores son medios de muy baja resistencia como la plata, el cobre, oro, aluminio, etc; así como soluciones salinas (materiales no metálicos). Los aislantes son medios con alta resistencia como los plásticos, la losa, el jebe, la madera seca, etc.

Debido al efecto Joule, al transmitir electricidad se calientan los conductores (líneas de transmisión), lo que genera pérdidas de energía, las cuáles se minimizan al elevar el voltaje y, por ende, reducen la intensidad de la corriente manteniendo constante la potencia de la línea de transmisión. Otra manera de minimizar la pérdida de energía es disminuir el área de la sección transversal se reduce la intensidad de corriente manteniendo inalterada la densidad de corriente reduciendo así los costos de inversión. Otro indicador refleja que a menor longitud del conductor (línea de alta tensión), menor resistencia, sin embargo, esto debe contrarrestarse con el costo de la cantidad adicional de torres que deben instalarse.

⁵ OSINERGMIN, "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano", Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico (Parte I), La Transmisión Eléctrica, pág.44-54.

FIGURA Nº 9
EFEECTO JOULE EN LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA



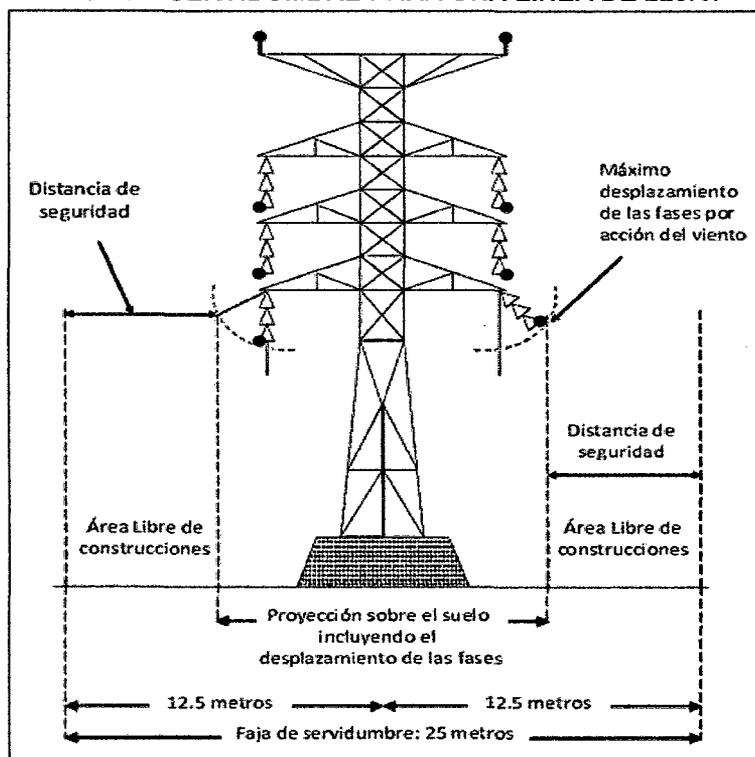
Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

La transmisión se puede dividir en cuatro etapas. La primera comienza luego de que los generadores producen e inyectan su energía y potencia al sistema transmisión, para ello se eleva la tensión por medio de transformadores, con el objetivo de reducir las pérdidas, que elevan el voltaje a más de 100kv. En la segunda etapa se conduce la energía a través de líneas de transmisión a los centros de consumo. La tercera comienza con la reducción de la tensión a alta o media tensión, utilizando subestaciones de transformación. En la cuarta etapa se transforma la energía de media a baja tensión para su distribución y/o consumo.

Otra instalación importante en el sistema son las torres de transmisión eléctrica cuyas estructuras sostienen las líneas de transmisión eléctrica. Dichas estructuras son frecuentemente metálicas y galvanizadas. Sin embargo este material depende de las características geográficas, climatológicas, del lugar y del factor económico. Con estas estructuras se pueden elevar los conductores a una distancia prudencial del suelo.

El MINEM mediante una Resolución Ministerial otorga la servidumbre, que concede un derecho a la empresa concesionaria de ocupar bienes públicos o privados y sus aires para la instalación de líneas de transmisión eléctrica. Los terceros afectados deberán ser indemnizados por acuerdo de las partes, y en el caso que no exista un acuerdo, será el Ministerio que fije el monto de la indemnización.

FIGURA N° 10
FAJA DE SERVIDUMBRE PARA UNA LÍNEA DE 220KV



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

2.3. La Distribución.⁶

Las empresas distribuidoras están encargadas de recibir energía de las generadoras o transmisoras y llevarlas hacia el usuario final. Las líneas de distribución operan a menor voltaje que la línea de transmisión, a través de redes de media y baja tensión, así las pérdidas de energía fluctúan entre 4% y 9% en los sistemas más eficientes. Al igual que la actividad de transmisión, la distribución está caracterizada por ser un monopolio natural debido a que presenta economías de alcance y de densidad; por esta razón, la tarifa máxima aplicada a usuarios regulados tiene tres componentes: los precios a nivel de generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes y el VAD.

⁶ OSINERGMIN, "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano", Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico (Parte I), La Distribución Eléctrica, pág.55-64.

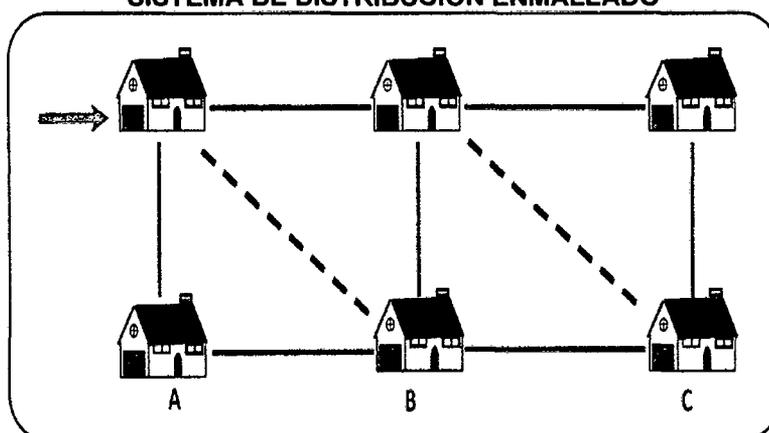
Cuando la energía eléctrica se transmite del generador al distribuidor, ésta se reparte entre dos tipos de clientes: Clientes Libres y Clientes Regulados:

Los Clientes Regulados: engloban alrededor de 5'146,459 clientes finales (suministros), con una demanda máxima menor de 1 MW por suministro. Si la demanda se encuentra por encima de 1 MW se puede optar libremente si es regulado o cliente libre.

Los Clientes Libres: conformados por 259 grandes consumidores de electricidad (importantes complejos mineros, comerciales e industriales), con una demanda de potencia igual o superior a 1 MW. Los precios de carga y energía y otras condiciones de suministro de electricidad se negocian libremente. El proveedor puede ser una empresa de generación, de distribución o cualquier otro proveedor minorista.

Las redes que conforman el sistema de distribución eléctrica deben diseñarse de tal forma que exista un equilibrio entre la seguridad de suministro y la eficiencia. Entre las más comunes tenemos los sistemas radiales (suministro eléctrico hacia cada unidad de consumo proviene de un solo punto), sistemas de anillo (conexión entre el primer y el último punto) y sistemas enmallados (mayor interconexión, confiabilidad y costo).

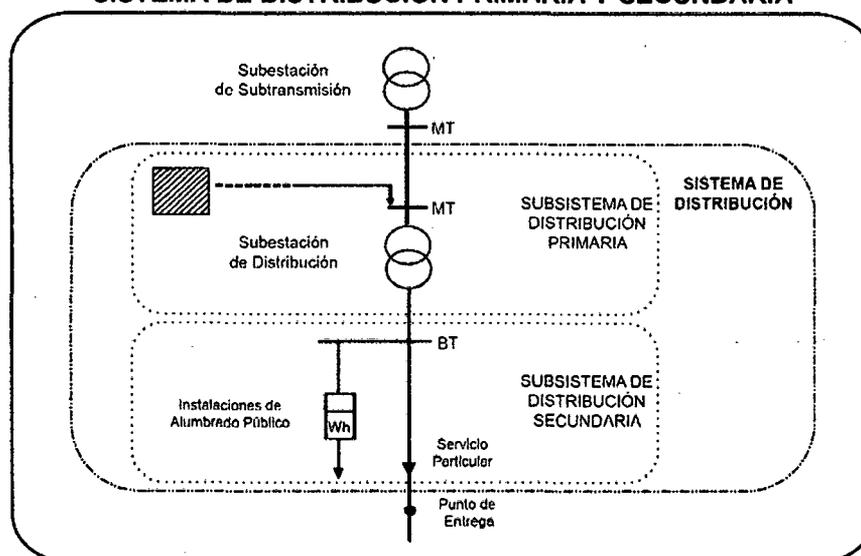
FIGURA N° 11
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ENMALLADO



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

El Sistema de Distribución Primaria transporta la energía eléctrica a media tensión desde el sistema de transmisión, hasta el subsistema de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores. El Sistema de Distribución Secundaria transporta la energía eléctrica a baja tensión para su utilización por los usuarios finales, la misma que se encuentra conformada por líneas aéreas o cables subterráneos de baja tensión.

FIGURA N° 12
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA



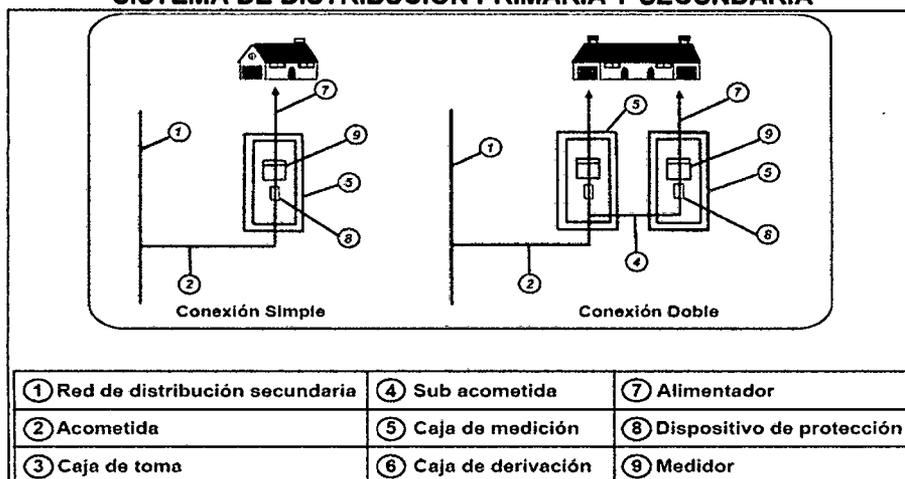
Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

Entre la distribución secundaria y las conexiones internas domiciliarias (con los límites del medidor) se encuentra la acometida. Dependiendo de la ubicación de la red secundaria las acometidas pueden ser aéreas (no deben pasar por el interior del inmueble), subterráneas (subsuelo del inmueble, con distancia a las redes subterráneas de agua, desagüe, teléfono y gas natural) y aéreo subterránea.

La separación entre las conexiones internas de cada usuario y la acometida correspondiente se produce en el medidor eléctrico. Este está diseñado para cuantificar el consumo eléctrico durante un periodo de tiempo. Según LCE la empresa de distribución es la responsable de la instalación y mantenimiento del medidor, mientras el usuario cubre los

costos de mantenimiento en su recibo mensual, además de pagar el costo del medidor en cuotas mensuales durante su periodo de vida útil.

FIGURA N° 13
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

B. MARCO TEÓRICO ECONÓMICO.

1. Economía de Alcance.⁷

Se definen como aquella situación en la que la producción simultánea o conjunta de varios outputs diferentes en una única empresa resulta más barata que producirlo por separado, cada uno por una empresa especializada. En el caso del mercado eléctrico, existen economías de alcance en la actividad de distribución, pues una misma empresa puede aprovechar su estructura para ofrecer distintos productos (gas, mantenimiento de instalaciones, telefonía, seguros del hogar, etc) a los consumidores de electricidad.

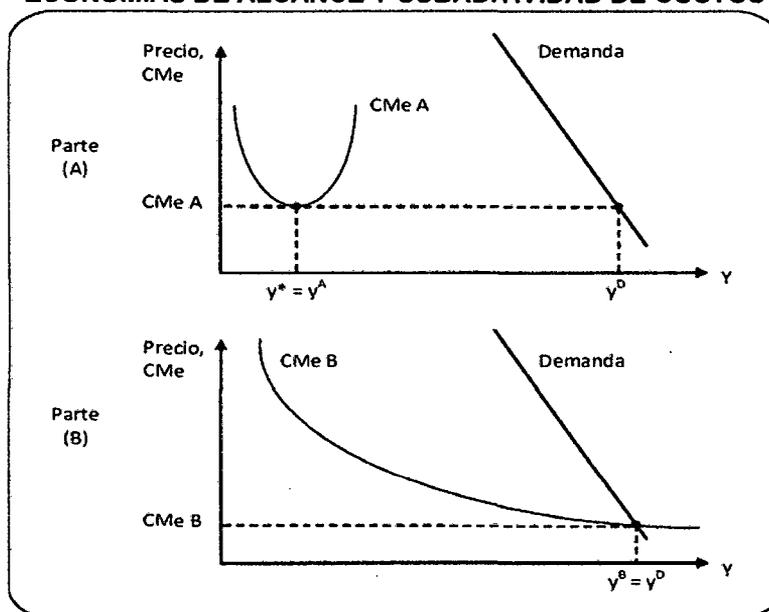
⁷ Universidad Pública de Navarra, "Economías de Alcance, Diversificación y Escala en el Sector Eléctrico: una Aproximación Frontera No Paramétrica", Las Economías del Tamaño: integración vertical, diversificación y escala, Economía de Alcance, pág.4 y 5.

Así en el caso de ofrecer dos productos (Y_1, Y_2) una empresa presenta economías de alcance, si la función de costos de producción satisface la condición:

$$\text{Costo}(Y_1, Y_2) < \text{Costo}(Y_1, 0) + \text{Costo}(0, Y_2)$$

Obsérvese que las economías de alcance son un caso especial o restringido de subaditividad, donde los vectores de productos de las empresas especializadas son ortogonales, tales que $Y_i \cdot Y_j = 0$ para todo $i \neq j$. Para el caso de tres productos (Y_1, Y_2, Y_3), existen economías de alcance respecto a la partición $P = (T_1, T_2)$, siendo $T_1 = (Y_1, 0, 0)$, $T_2 = (0, Y_2, Y_3)$ si: $\text{Costo}(Y_1, Y_2, Y_3) < \text{Costo}(Y_1, 0, 0) + \text{Costo}(0, Y_2, Y_3)$.

FIGURA N° 14
ECONOMÍAS DE ALCANCE Y SUBADITIVIDAD DE COSTOS



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

Las economías de alcance son necesarias pero no suficientes para la existencia de subaditividad. Sin embargo, en presencia de economías de alcance no tiene sentido económico que la producción se realice de forma especializada por distintas empresas. Las economías de alcance se relacionan con el ahorro de recursos y de costes que obtienen las empresas como consecuencia de producir dos o más bienes o servicios de forma conjunta, logrando economías de costos por beneficios obtenidos en el proceso de distribución.

2. Economía de Densidad.⁸

El concepto de economías de escala hace referencia a la reducción de costos medios conforme se incrementa la producción. Por su parte, las economías de densidad hacen referencia a la reducción de costos medios conforme se incrementa la densidad, es decir, conforme se incrementa el aprovechamiento de la red o de la capacidad instalada.

En la distribución eléctrica, se aprecia que ante un nivel elevado de densidad de usuarios finales, el costo medio o unitario de proveer el servicio es relativamente bajo, ya que el costo total de la red se reparte entre un mayor número de usuarios. Ante un escenario de baja densidad de usuarios finales, el costo medio de proveer el servicio se incrementa.

La densidad de una red de distribución eléctrica no se encuentra sólo asociada a la proximidad de los usuarios como se ha mostrado anteriormente, sino que la densidad podría estar asociada a parámetros como por ejemplo los niveles de consumo eléctrico unitario.

3. Valor Agregado de Distribución.⁹

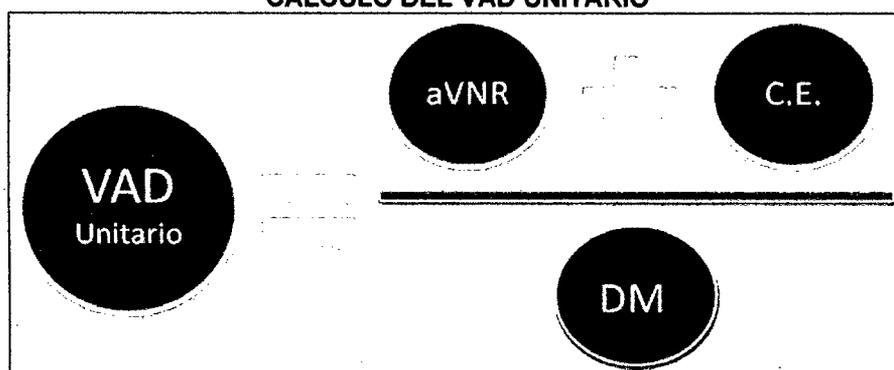
Las tarifas de distribución reciben el nombre de Valor Agregado de Distribución (VAD) y se determinan cada 4 años. Este cálculo considera los costos asociados al usuario (pagos por lectura del medidor y por la factura), las pérdidas estándar de energía y potencia (pérdidas técnicas en la distribución) y los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada (empresa eficiente determinada por OSINERGMIN).

⁸ OSINERGMIN, "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano", El Mercado Eléctrico Peruano (Parte II), Distribución Eléctrica, Economía de Densidad, pág.92.

⁹ OSINERGMIN, "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano", Mecanismo Formación de Precio (Parte III), Tarifa en Distribución Eléctrica, VAD, pág.173.

El VAD se calcula como un costo total anual, el cual equivale a la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR) de la empresa eficiente o adaptada más los costos de explotación (CE) que incluyen los costos estándares de operación y mantenimiento, costos de administración y costos de comercialización. Luego calculamos el VAD unitario, el cual considera la proyección de la máxima demanda.

**FIGURA N° 15
CÁLCULO DEL VAD UNITARIO**



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

C. MARCO TEÓRICO AMBIENTAL.

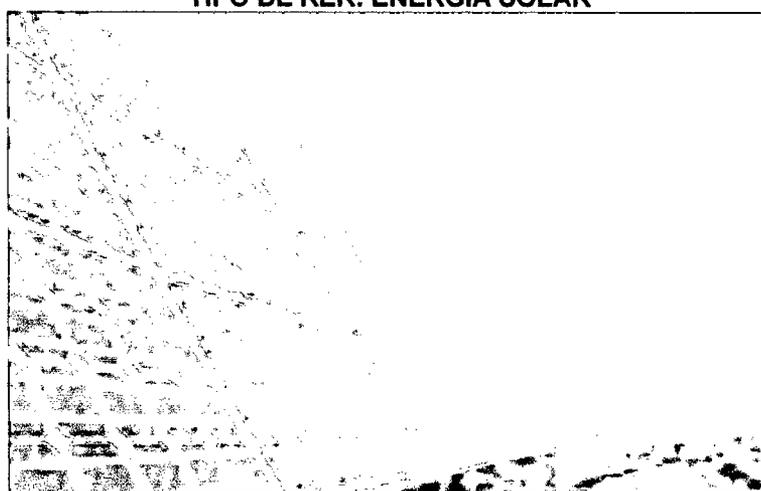
1. Energía Solar.¹⁰

La energía solar es una de las fuentes de la vida y el origen de la mayoría de las demás formas de energía conocidas. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad que consume toda la humanidad. De ahí que la radiación solar, recogida de forma adecuada con paneles solares, puede transformarse en otras formas de energía.

¹⁰ OSINERG, Data Room de Subasta de Energías Renovables, Introducción a las Energías Renovables, Tecnologías RER, Energía Solar.

Mediante el empleo de colectores solares la energía solar puede transformarse en energía térmica. A su vez, con el empleo de paneles fotovoltaicos la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica. Ambos procesos demandan tecnologías diferentes que no tienen nada que ver una con la otra. De mismo modo, en las centrales térmicas solares, la energía térmica captada por los colectores solares puede utilizarse para generar electricidad.

FIGURA N° 16
TIPO DE RER: ENERGÍA SOLAR



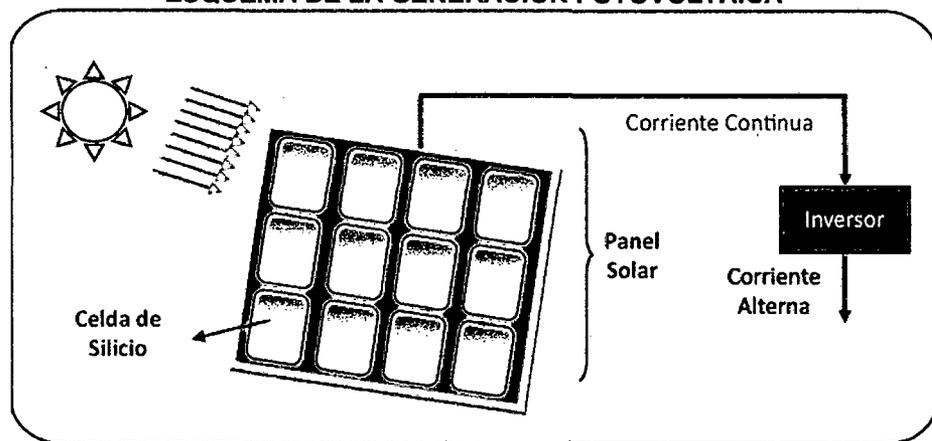
Fuente: OSINERG, Subasta de Energías Renovables (RER)

Se distinguen dos formas de radiación solar: la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna, gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar ocasionados por las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que concentración de la luz difusa no es posible por provenir de múltiples direcciones. Sin embargo, ambas radiaciones son aprovechables.

En cuanto a los receptores se pueden diferenciar los receptores activos y receptores pasivos. Los primeros utilizan mecanismos para orientar el sistema receptor hacia el Sol - llamados seguidores- y captar mejor la radiación directa. Los pasivos, en tanto, no son capaces de realizar este seguimiento.

La energía solar se puede utilizar en la generación eléctrica mediante dos tecnologías: la conversión fotovoltaica y la generación termosolar. La primera consiste en utilizar celdas solares (silicio), que es fotosensible, por lo que al estar expuesto a la luz solar genera una carga eléctrica, que es muy pequeña, sin embargo, la suma de las cargas eléctricas generadas por las celdas en conjunto (panel solar) puede ser considerable. La corriente generada es corriente continua, sin embargo por medio de un inversor se puede transformar en corriente alterna para utilizarla con el resto de tecnologías.¹¹

FIGURA N° 17
ESQUEMA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

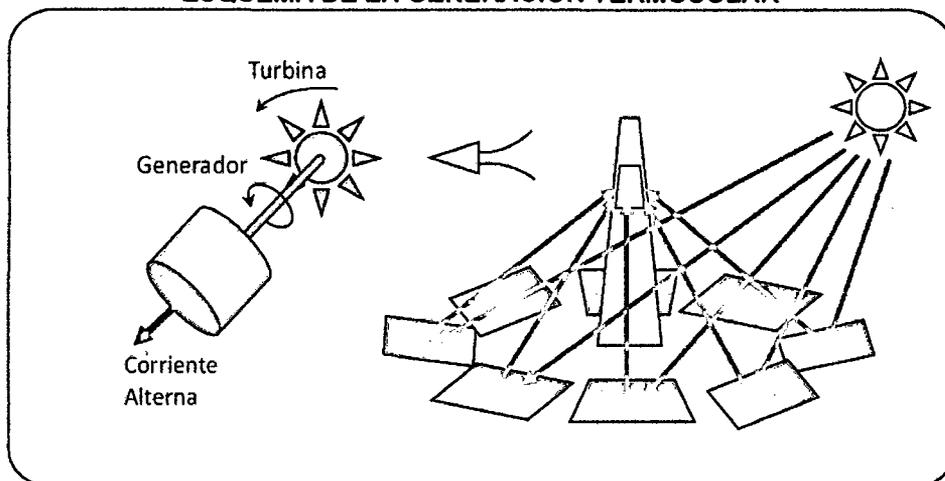


Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

La generación termosolar tiene una forma de producción relativamente sencilla. En la siguiente figura se aprecia que dentro de una torre se almacena agua, cuya temperatura se elevará a consecuencia de su exposición a los rayos solares, los cuales se encuentran redireccionados hacia la torre por medio de espejos que poseen la característica de tener orientación automática. Una vez que el agua logra su ebullición, esta se evapora, liberándose a altas temperaturas y presión, lo que hace girar una turbina que, a su vez, hace girar el rotor del alternador y genera electricidad.^{11*}

^{11-11*} OSINERG, "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano", Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico (Parte I), Generación Eléctrica, Tipos de Generación Eléctrica: Generación Solar, pág.40- 41.

FIGURA N° 18
ESQUEMA DE LA GENERACIÓN TERMOSOLAR



Fuente: Osinergmin, Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

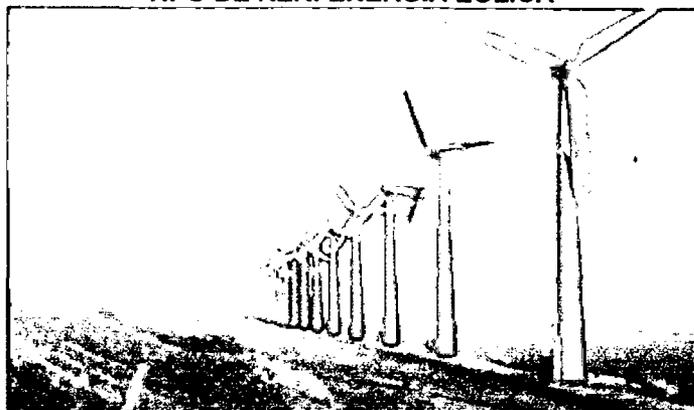
2. Energía Eólica:¹²

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. El término eólico viene del latín *Aeolicus*, perteneciente o relativo a *Éolo* o *Eolo*, dios de los vientos en la mitología griega y que quiere decir perteneciente o relativo al viento.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales (gradiente de presión). La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos de aspas. En las últimas décadas, el aprovechamiento de la energía eólica ha progresado hasta convertirse en uno de los pilares fundamentales del suministro de energía renovable.

¹² OSINERG, Data Room de Subasta de Energías Renovables, Introducción a las Energías Renovables, Tecnologías RER, Energía Eólica.

FIGURA N° 19
TIPO DE RER: ENERGÍA EÓLICA



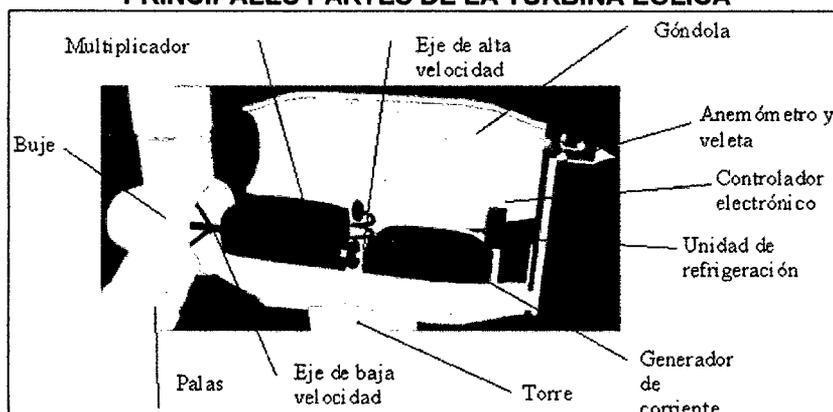
Fuente: OSINERG, Subasta de Energías Renovables (RER)

Hoy en día el rendimiento de las instalaciones eólicas se ha multiplicado por 3 en relación con la velocidad del viento. Para aprovechar al máximo la energía eólica, se asientan sobre torres lo más altas posible. Las mayores instalaciones eólicas del momento tienen una potencia nominal que se sitúa entre los 4 y 6 MW. La altura llega a alcanzar los 200 m, con una altura de buje de 120 m (aprox.). Las palas del rotor alcanzan los 65 m. Según el Atlas Eólico, el Perú cuenta con un excelente recurso eólico. Destacan las costas del departamento de Piura, Lambayeque y zonas de La Libertad. También destacan Ancash, Lima y Arequipa, pero el departamento con más posibilidades eólicas es Ica.

Las turbinas eólicas o aerogeneradores son el mecanismo típico de extracción de la energía cinética del viento para su transformación a energía eléctrica. A través del movimiento de las aspas o paletas se acciona el generador eléctrico que transforma la energía por rotación para luego almacenarse en baterías o transmitirse inmediata y directamente a la red.

En términos generales, las turbinas modernas se componen por 3 palas (42-84 metros de diámetro); un generador (600kW-2MW); la torre (40-100 metros que optimiza altura, resistencia y resonancia); la veleta (ayuda con la orientación del generador); y el multiplicador (aumenta hasta 50 veces la velocidad de giro). El rotor y las aspas están contruidos de fibra de vidrio o fibra de carbono (más liviano y flexible).

FIGURA N° 20
PRINCIPALES PARTES DE LA TURBINA EÓLICA

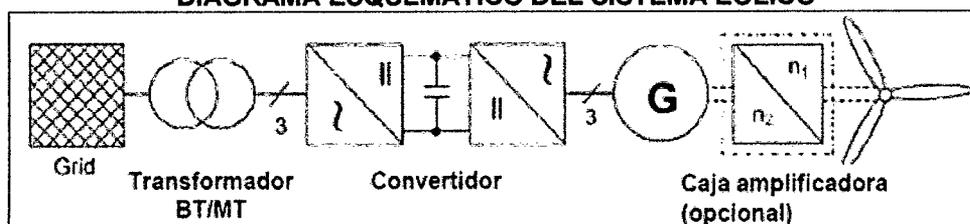


Fuente: Estudio de Tecnologías de Generación ERNC (U. Católica de Chile)

Hay dos áreas de aplicación de la energía eólica: cogeneración en redes de potencia (mayores a 50kw, aportan una porción total de la energía eléctrica, control y optimización se lleva mediante el cambio en el ángulo de incidencia de las palas) y micro-generación en sistemas aislados (entre 1 y 50kW que son la única fuente de energía eléctrica disponible en el lugar, alejado de la red eléctrica, variación de la velocidad angular de la turbina).¹³

El sistema de implementación eólico sigue generalmente el esquema de la siguiente figura. La turbina, que posee opcionalmente una caja amplificadora, conectada al generador trifásico. Posteriormente se utiliza un convertidor de frecuencia para obtener la frecuencia de la red, un transformador elevador y, de ser necesario, equipos de compensación.^{13*}

FIGURA N° 21
DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL SISTEMA EÓLICO



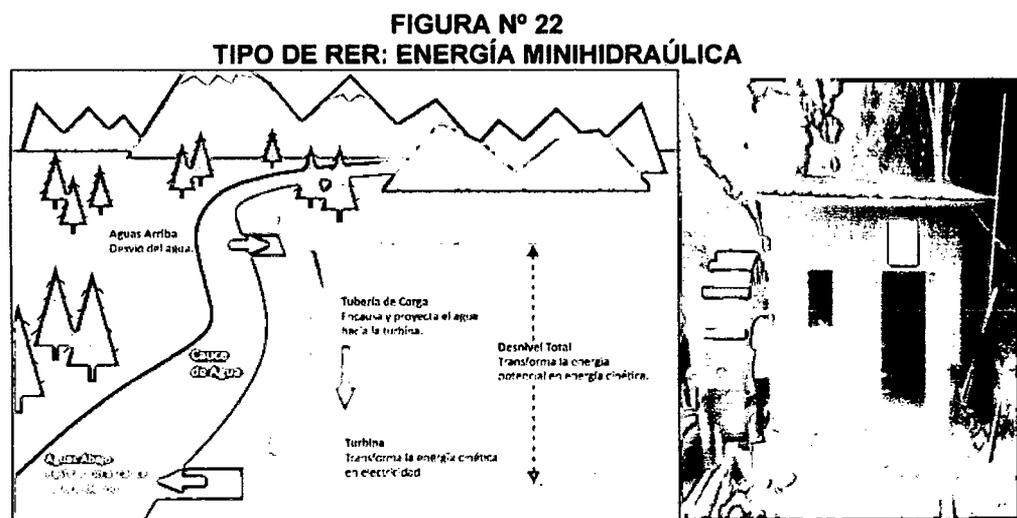
Fuente: Estudio de Tecnologías de Generación ERNC (U. Católica de Chile)

^{13-13*} UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE, "Estudio de Tecnologías de Generación ERNC", Descripción General de Tecnologías ERNC, Energía Eólica, pag.14-20.

3. Energía Mini Hidráulica:¹⁴

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. Es un tipo de Energía Renovable No Convencional cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica de pasada, en caso contrario (represa) es considerada sólo una forma de energía renovable convencional.

La instalación de estas centrales de pasada sería en las zonas cordilleranas y pre cordilleranas de nuestro país, ya que en estos lugares es dónde podemos encontrar el mayor diferencial de energía potencial en los cauces de ríos. La energía proveniente de pequeñas centrales hidroeléctricas presenta mayor desarrollo tecnológico con respecto a otras fuentes de energía renovable. Esto debido a que este tipo de energía se ha venido usando hace ya muchos años, como también porque este tipo de centrales presenta factores de planta por lo general superiores a 60% y costos de inversión de alrededor de US\$ 2 millones por MW instalado.



¹⁴ OSINERG, Data Room de Subasta de Energías Renovables, Introducción a las Energías Renovables, Tecnologías RER, Energía Mini-Hidráulica.

En nuestro país las centrales mini hidráulicas son aquellas que cuentan con una potencia instalada menor a 20 MW. Esta tecnología renovable es la forma más amigable con el medioambiente que se conoce para la producción de electricidad. Se puede transformar a muy diferentes escalas, existiendo desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas, por ejemplo, en molinos rurales.

En general, en las centrales mini-hidráulicas no hay más que una o un par de turbinas, que son activadas por el caudal de agua en el cual fueron instaladas. En esta tecnología lo más importante son la turbinas, dado a que la mayor parte de la inversión recae en ellas. Los tipos de turbinas más usadas son la turbina Pelton, la Francis, la Kaplan, la Michell-Banki y la turbo. Se diferencian en los rangos de funcionamiento según la altura del salto del caudal.

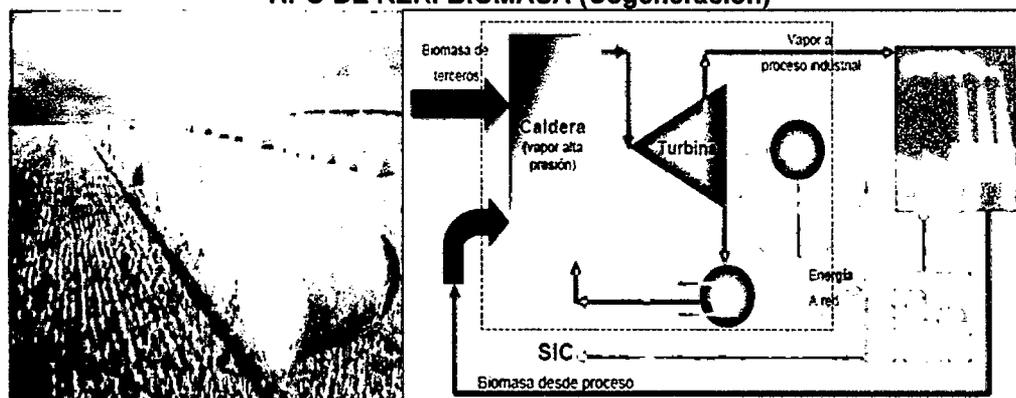
4. **Biomasa**.¹⁵

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por la fotosíntesis vegetal. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el CO₂ y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. Mediante este proceso, la biomasa almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono.

La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado. En el sector agroindustrial, específicamente en la industria de la caña de azúcar, hay una gran potencial de generación de electricidad a partir del bagazo de la caña y la cascarilla de arroz.

¹⁵ OSINERG, Data Room de Subasta de Energías Renovables, Introducción a las Energías Renovables, Tecnologías RER, Biomasa.

FIGURA N° 23
TIPO DE RER: BIOMASA (Cogeneración)



Fuente: OSINERG, Subasta RER, Estudio de Tecnologías ERNC (U. Católica de Chile)

La región que posee la mayor cantidad de biomasa forestal disponible es la Selva, mientras que la Costa y la Sierra Sur presentan escasa oferta de biomasa. El departamento con mayor producción de biomasa es Loreto, otras regiones como Amazonas, Cusco y San Martín producen menos toneladas anuales. Esto muestra que el mayor potencial de recursos biomásicos para la generación proviene del bosque húmedo tropical. Los desiertos costeros y a la puna xerofítica del sur que tienen una escasa oferta de biomasa.¹⁶

La combustión de biomasa sólida (madera, paja y astillas) y el biogás son los principales métodos para generar energía eléctrica desde la biomasa. La generación eléctrica se realiza mayoritariamente mediante calderas a vapor a alta presión y turbinas a condensación, utilizándose ciclo simple o combinado. También se utiliza la gasificación por brindar ventajas como la mejora de rendimiento y la posibilidad de realización de plantas de menor escala. Es posible la utilización de plantas cogeneradoras que resuelve la generación térmica y eléctrica requerida en procesos industriales. Normalmente el vapor resultante corresponde a vapor de media o baja presión para uso en secadoras o en cualquier proceso productivo que requiera energía térmica.^{16*}

^{16-16*} UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE, "Estudio de Tecnologías de Generación ERNC", Descripción General de Tecnologías ERNC, Energía Biomasa, pag.32-35.

5. Energía Geotérmica.¹⁷

Es la energía que puede ser obtenida mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra. Parte del calor interno (5.000 °C) llega a la corteza terrestre. En algunas zonas del planeta, cerca de la superficie, las aguas subterráneas pueden alcanzar temperaturas de ebullición, y, por tanto, servir para accionar turbinas eléctricas o para calentar. El calor del interior de la Tierra es debido al gradiente geotérmico y al calor radiogénico.

FIGURA N° 24
TIPO DE RER: ENERGÍA GEOTÉRMICA



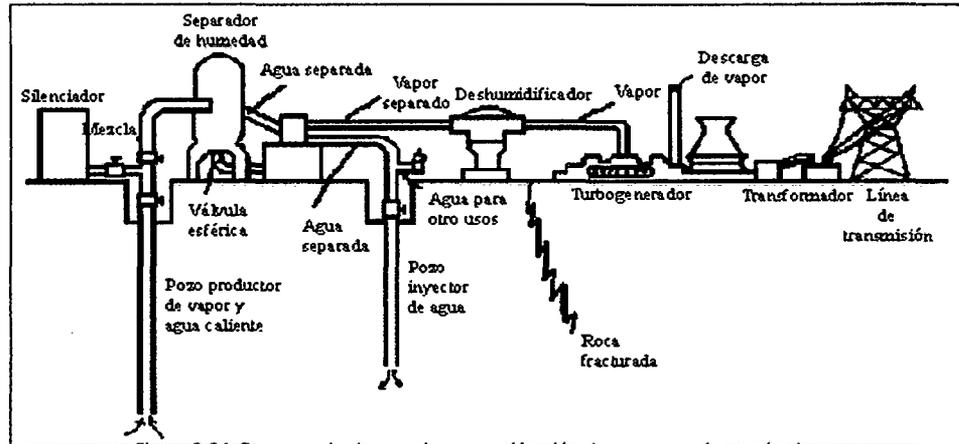
Fuente: OSINERG, Subasta de Energías Renovables (RER)

Se necesitan acuíferos con temperatura alta (>250°C) para tener buenos rendimientos. Para temperaturas menores (85-170°C), el calor suele no ser el suficiente para producir el vapor necesario, para esto se instalan sistemas binarios. Este sistema consta de un intercambiador de calor donde se calienta un segundo líquido que hierve a menores temperaturas, produciendo la cantidad de vapor adecuada para mover las hélices de la turbina en un ciclo cerrado convencional Rankine. Además existen las centrales flash, que traen el agua a la superficie y, a través de la presión de la reserva profunda, parte del agua se convierte en vapor en un separador. Este proceso aumenta el rendimiento de la central pero elevando significativamente los costos del generador.

¹⁷ UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE, "Estudio de Tecnologías de Generación ERNC",

Descripción General de Tecnologías ERNC, Energía Geotérmica, pag.38-41.

FIGURA Nº 25
SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍA GEOTÉRMICA

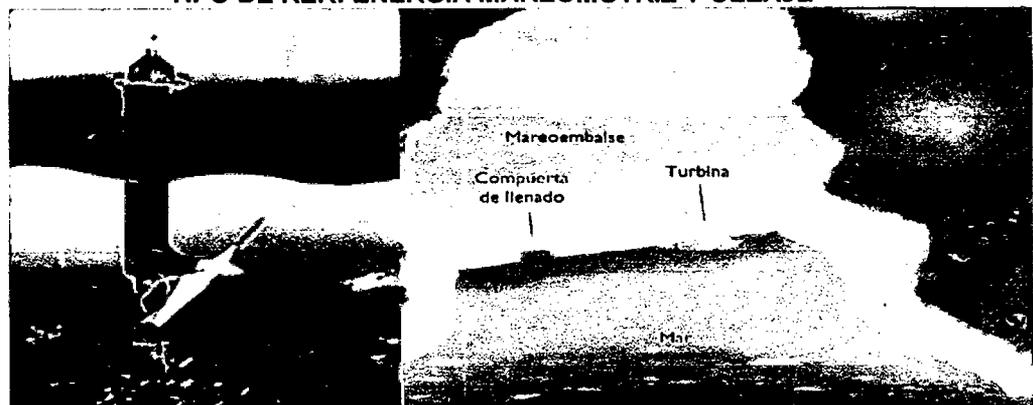


Fuente: Estudio de Tecnologías de Generación ERNC (U. Católica de Chile)

6. Mareomotriz y Oleaje.¹⁸

La energía mareomotriz se debe a las fuerzas gravitatorias entre la Luna, la Tierra y el Sol, que originan las mareas. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse en lugares estratégicos como golfos, bahías o estuarios utilizando turbinas hidráulicas que se interponen en el movimiento natural de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje. Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica.

FIGURA Nº 26
TIPO DE RER: ENERGÍA MAREOMOTRIZ Y OLAJE



Fuente: OSINERG, Subasta de Energías Renovables (RER)

La energía de las mareas o mareomotriz se aprovecha embalsando agua del mar en ensenadas naturales y haciéndola pasar a través de turbinas hidráulicas u ocupando el diferencial de marea directamente. Hay 2 tecnologías principales en este punto.¹⁹

Las turbinas axiales horizontales utilizan generadores tipo molino sumergidos (similares a los de las granjas eólicas), con la ventaja que el agua al tener mayor densidad que el aire (832 veces) puede otorgarnos la misma cantidad de energía que un generador eólico, pero en un menor área (20 m vs 60 m) y velocidad (9,25 – 16,7 km/h vs 390 km/h).^{19*}

Las turbinas axiales verticales utilizan las turbinas axiales verticales que hacen girar un generador eléctrico. El beneficio de las turbinas verticales es la posibilidad de apilarlas y construir barreras por la cual debe circular la corriente, obteniendo altas potencias, pero produciendo una barrera a la biodiversidad. Con dichos arreglos también existen problemas para la circulación de embarcaciones.^{19**}

¹⁸ OSINERG, Data Room de Subasta de Energías Renovables, Introducción a las Energías Renovables, Tecnologías RER, Mareomotriz y Oleaje.

^{19-19*-19**} UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE, "Estudio de Tecnologías de Generación ERNC", Descripción General de Tecnologías ERNC, Energía Mareomotriz, pag.42 y 43.

CAPÍTULO II

MARCO LEGAL.

A. LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS (LCE) Y SU REGLAMENTO.²⁰

A inicio de los noventa, el Gobierno inició una intensa promoción de la inversión privada mediante la privatización y concesión de los servicios públicos, en el marco de una serie de reformas estructurales.

Dentro del sector eléctrico, las reformas se centraron básicamente en remplazar el monopolio estatal verticalmente integrado en todas sus etapas, por un nuevo esquema con operadores privados y a través de distintas normas y reglamentos se promovió la competencia mediante la creación de un mercado de clientes libres y se crearon mecanismos específicos de regulación en cada segmento (costos auditados en la generación y combinaciones de tasa de retorno con provisión de incentivos en diferentes grados en la transmisión y distribución).

La Ley de Concesiones Eléctricas entró en vigencia en 1992 (Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM) y establece como principio general la división de las actividades que conforman el sector eléctrico en tres pilares básicos: generación,

²⁰ MINEM, Dirección General de Electricidad, Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento (Actualizado a Marzo 2009).

transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. Esta ley establece un régimen de libertad de precios para aquellos suministros que pueden desarrollarse de forma competitiva y un sistema de precios regulados para los suministros que por su naturaleza lo requieran. En diciembre de 2004, el Congreso aprobó las modificaciones a la LCE (Decreto Ley N° 28447), entre las que destacan la periodicidad y el horizonte temporal utilizados en la fijación de las tarifas. En primer lugar, las tarifas serán fijadas una vez al año (antes la fijación era semestral) y en segundo lugar, se utilizará un horizonte temporal de 2 años para proyectar la oferta y la demanda de energía. (Fuente: Pacific Credit Rating, Informe Sectorial, Perú: Sector Eléctrico, Marco Regulatorio, La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento).

B. LEY DE DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.²¹

En julio de 2006 se dio la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, complementando el Marco Legal del Sector Eléctrico. La Ley N° 28832 crea el mecanismo de licitaciones de suministro de electricidad convocadas por los distribuidores (de hasta 20 años) facilitando la obtención del financiamiento correspondiente, con el objetivo de:

i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente para reducir la exposición del sistema eléctrico peruano tanto a la volatilidad de precios como al racionamiento prolongado por falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa competitiva;

ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado;

²¹ PACIFIC CREDIT RATING, Informe Sectorial, Perú: Sector Eléctrico, Marco Regulatorio, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832).

III) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación. Las empresas generadoras no podrán contratar con usuarios libres y distribuidores una potencia y energía firme mayor a la que produzcan o hayan contratado con terceros. La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad, se realizará mediante contratos sin licitación (el precio no podrá ser superior a precio en barra calculado)

C. Marco Legal para la Generación Eléctrica con Energías Renovables.

El incentivo del desarrollo de los Recursos Energéticos Renovables (RER) se da a través de un marco normativo especial conformado por las siguientes normas: El D. L. N° 1002-2008, **Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables** (02 de mayo de 2008) y El Decreto Supremo N° 050-2008-EM, **Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables** (02 de octubre de 2008).

- El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) cada 5 años. Esto equivale aproximadamente a 1350 GWh/año.

- Los precios aplicables a las energías renovables se establecen en subastas conducidas por OSINERGMIN, el mismo que asigna las tarifas de adjudicación a los proyectos de energías renovables cuyas ofertas de precios sean menores al Precio Base determinado por el regulador, hasta el límite del 5% del consumo nacional de energía establecido.

²¹ REI (Red de Expertos Iberoamericanos), 2° Semestre 2009, Artículo de Riquel Mitma Ramirez, "Perú: Subasta de Suministro de Electricidad con Energías Renovables", pág. 6-9.

- La Bases de la subasta son aprobadas por Resolución del Viceministro de Energía y publicadas en el Diario Oficial El Peruano. Las Bases contendrán todas las especificaciones del proceso de subasta, tales como los plazos del proceso de la subasta, los requisitos para participar en la subasta, los límites de participación de las energías renovables en el sector eléctrico según tecnología.
- Según el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, las tarifas adjudicadas en las subastas tendrán una vigencia de entre 20 y 30 años. La adjudicación de la subasta corresponde a los proyectos cuyas ofertas de precio y cantidad cumplan con los límites establecidos para la sostenibilidad energética del país.
- Los proyectos que se presenten en la subasta deberán estar basados en cualquiera de los Recursos Energéticos Renovables. Se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW, conforme a lo dispuesto en el artículo 3° del Decreto Legislativo N° 1002.
- Se han dictado leyes que otorgan beneficios tributarios a la inversión en energías renovables como Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (Ley N° 28876) y a depreciación acelerada de activos, de hasta 20% cada año, para efectos del pago del Impuesto a la Renta (Ley N° 1058).

CAPÍTULO III METODOLOGÍA.

A. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 2012-2021.

La metodología utilizada para determinar la demanda eléctrica 2012 -2021 es la siguiente:

Primero, determinaremos la relación entre la tasa de crecimiento promedio anual del Producto Bruto Interno (en porcentaje) y la tasa de crecimiento anual de la Demanda de Energía Eléctrica (en porcentaje)

Para ello tomaremos los datos estadísticos anuales del INEI tanto del Producto Bruto Interno como de la Producción (Demanda) de Energía Eléctrica desde el año 1996 hasta 2011. Luego hallaremos la tasa de crecimiento tanto del Producto Bruto Interno como de la Producción (Demanda) de Energía Eléctrica. Para esto dividiremos los datos estadísticos anuales de cualquier periodo entre el dato del periodo anterior y le restamos la unidad.

**TABLA N° 1
PBI Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ÍNDICE BASE 1994=100)**

Año	Demanda de Energía Eléctrica	Tasa Crecimiento	Producto Bruto Interno	Tasa Crecimiento
1995	104.827		108.609	
1996	106.437	1.54%	111.344	2.49%
1997	122.762	15.34%	118.987	6.92%
1998	134.498	9.56%	118.204	-0.67%
1999	138.902	3.27%	119.284	0.93%
2000	146.589	5.53%	122.804	2.93%
2001	153.680	4.84%	123.068	0.24%

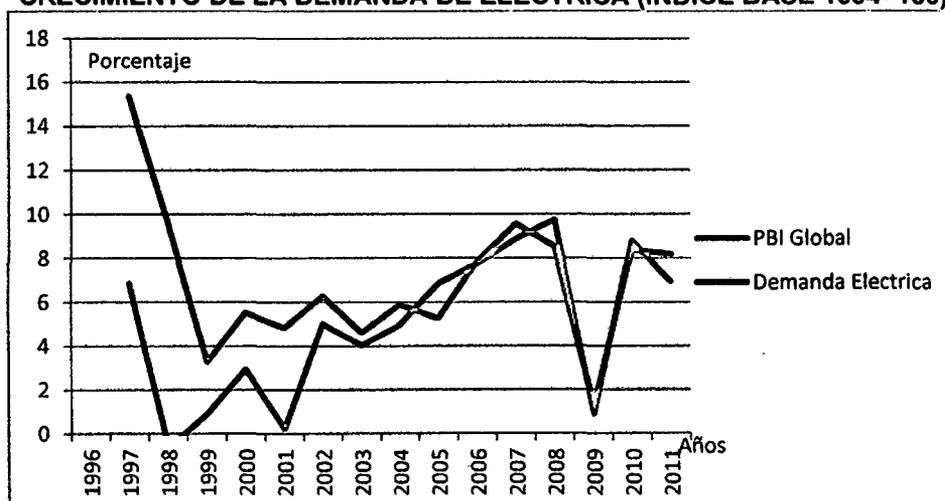
Fuente: INEI, BCRP. Elaboración Propia.

TABLA N° 1 (CONTINUACIÓN)
PBI Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ÍNDICE BASE 1994=100)

Año	Demanda de Energía Eléctrica	Tasa Crecimiento	Producto Bruto Interno	Tasa Crecimiento
2002	163.320	6.27%	129.246	4.96%
2003	170.854	4.61%	134.458	4.10%
2004	180.919	5.89%	141.149	4.91%
2005	190.445	5.27%	150.785	6.87%
2006	205.366	7.84%	162.456	7.76%
2007	225.022	9.57%	176.864	8.86%
2008	244.218	8.53%	194.128	9.84%
2009	247.311	1.27%	195.779	0.82%
2010	267.999	8.37%	212.915	8.83%
2011	289.900	8.17%	227.540	6.89%

Fuente: INEI, BCRP. Elaboración Propia.

GRÁFICA N° 1
RELACION ENTRE EL CRECIMIENTO DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO Y
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA (ÍNDICE BASE 1994=100)



Fuente: Elaboración Propia.

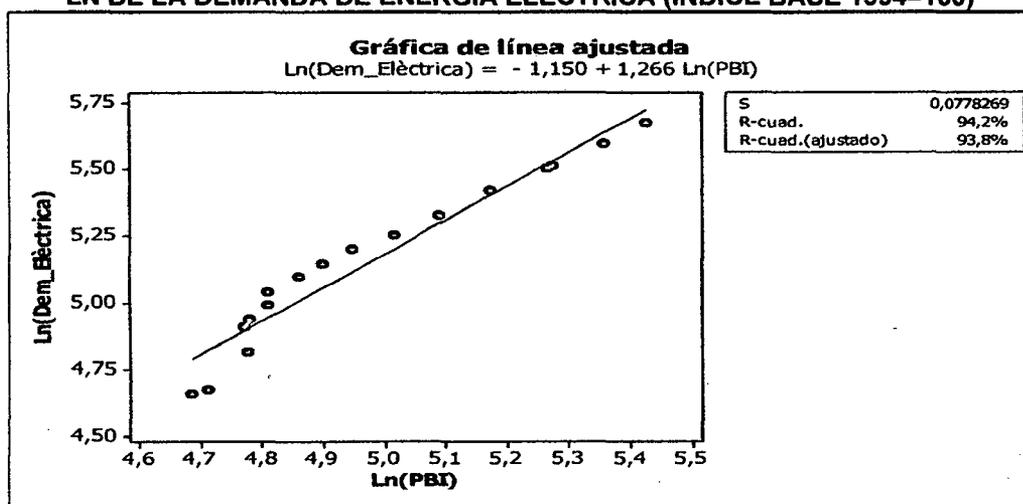
Al graficar las tasas de crecimiento del Producto Bruto Interno como de la Producción (Demanda) de Energía Eléctrica nos daremos cuenta de la fuerte relación que hay entre ambas tasas. Por último hallaremos la ecuación lineal que explique la relación entre el PBI con la Demanda de Energía Eléctrica (suavizamos la serie aplicando logaritmos a ambas variables), Recordar que estas variables tienen un índice base en el año 1994 = 100.

TABLA N° 2
LOGARITMO NEPERIANO DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO Y
DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ÍNDICE BASE 1994=100)

Año	Ln de la Demanda de Energía Eléctrica	Ln del Producto Bruto Interno
1995	4.6523	4.6878
1996	4.6676	4.7126
1997	4.8102	4.7790
1998	4.9015	4.7724
1999	4.9338	4.7815
2000	4.9876	4.8106
2001	5.0349	4.8127
2002	5.0957	4.8617
2003	5.1408	4.9012
2004	5.1981	4.9498
2005	5.2494	5.0159
2006	5.3248	5.0904
2007	5.4162	5.1754
2008	5.4981	5.2685
2009	5.5106	5.2770
2010	5.5910	5.3609
2011	5.6695	5.4273

Fuente: Elaboración Propia.

GRÁFICA N° 2
LOGARITMO NEPERIANO DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO VS
LN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ÍNDICE BASE 1994=100)



Fuente: Elaboración Propia.

FÓRMULA N° 1
ECUACIÓN LINEAL ENTRE PBI Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(ÍNDICE 1994=100)

$\text{Ln}(\text{Dem_Eléctrica}) = -1,14978 + 1,26621 \times \text{Ln}(\text{PBI})$			
$F=245,06$	$p\text{-value}<5\%$	$S^2=0,09086$	$R^2= 94,23\%$

Elaboración Propia.

Segundo, hallaremos las tasas de crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica a partir del informe de la CEPLAN sobre los pronósticos de la tendencia del Producto Bruto Interno Peruano elaborado por Bruno Seminario y la ecuación lineal hallada en la Fórmula N° 1.

CUADRO N° 4
CRECIMIENTO DEL PBI PERUANO (2011-2021)

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Escenario Medio	6.9%	5.0%	6.1%	5.6%	8.4%	8.8%	7.1%	7.1%	1.8%	2.9%	4.9%
PBI(índice1994)	228	239	253	268	290	316	338	362	369	379	398

Fuente: CEPLAN. Elaboración Propia.

Para ello tomaremos los datos del pronóstico de la tendencia del crecimiento del Producto Bruto Interno (que está en porcentaje) y la multiplicamos por el PBI (índice 1994) del año anterior. Para hallar el PBI (índice 1994) del año 2012 multiplicamos el PBI (índice 1994) del 2011 sacado de los estadísticas del INEI (PBI 2011 de la Tabla N° 1) por uno más la tasa de crecimiento del PBI 2012 del escenario Medio

FÓRMULA N° 2
ECUACIÓN PARA PRONOSTICAR LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$\text{PBI (índice 1994) año } j = \text{PBI (índice 1994) año } (j-1) * (1 + \text{crec_PBI del año } (i))$
$\text{Dem_Eléct (índice 1994) año } j = \text{Dem_Eléct (índice 1994) año } (j-1) * (1 + \text{crec_Dem_Elect del año } (i))$

Elaboración Propia.

Estos PBI (índice 1994) hallados para los años 2011-2021 los introduciremos en la ecuación lineal hallada anteriormente (Fórmula N° 1). Al remplazar tendremos la Demanda de Energía Eléctrica (índice 1994) para los años 2011-2021. A partir de estos datos, hallaremos las tasas de crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica del Escenario Base o Medio dividiendo la Demanda de Energía Eléctrica (índice 1994) de cualquier año entre la Demanda de Energía Eléctrica (índice 1994) del año anterior y le restamos la unidad.

**CUADRO N° 5
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERUANA (2011-2021)**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Dem(indice1994)	299	325	350	375	416	463	505	550	563	584	620
Escenario Medio	8.2%	8.9%	7.8%	7.1%	10.8%	11.3%	9.1%	9.1%	2.3%	3.7%	6.2%

Fuente: Elaboración Propia.

Tercero, hallaremos la demanda de energía eléctrica en GWh en los diferentes escenarios (alto, medio y bajo), para los siguientes años (2012-2021) a partir de las tasas de crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica y la estadística anual del COES-SINAC

Para ello tomaremos la tasa de crecimiento anual de la Demanda Eléctrica hallada anteriormente para cada escenario (alto, medio y bajo) y la multiplicaremos por la Demanda de Energía Eléctrica del año anterior. Esta Demanda Eléctrica será corroborada con un estudio de Proyección de Demanda 2009 en los tres escenarios (Pesimista, Base y Optimista) elaborado por Mercados Energéticos Consultores

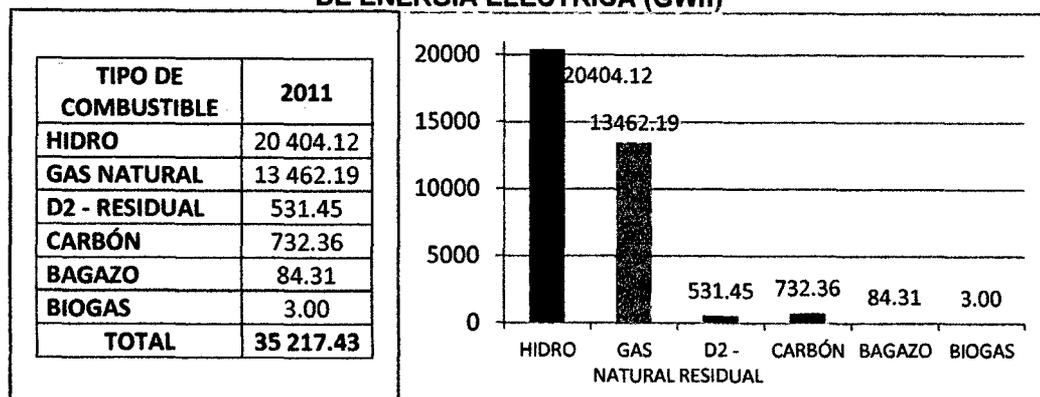
**FÓRMULA N° 3
ECUACIÓN PARA PRONOSTICAR LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

$$\text{DemGWh_Eléctrica del año (j)} = \text{Dato estadístico del año (j-1)} * (1 + \text{crec_Dem_Eléctrica del año (i)})$$

Elaboración Propia.

Para hallar la Demanda de Energía Eléctrica del año 2012 deberemos multiplicar al dato estadístico de Producción de Energía Eléctrica (en GWh) del COES-SINAC del 2011 por uno más la tasa de crecimiento del año 2012, y así sucesivamente para los años posteriores.

**CUADRO N° 6
RESUMEN ESTADÍSTICO ANUAL DEL SEIN 2011: LA DEMANDA TOTAL
DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)**



Fuente: COES-SINAC, Resumen Estadístico Anua. Elaboración Propia.

B. Plan de Implementación de Energías Renovables 2012-2021.

La metodología utilizada para la elaboración del Plan de Implementación de Energías Renovables 2012 -2021 es la siguiente:

Primero, determinaremos la participación de las energías renovables en la generación para el consumo nacional de electricidad, es decir, hallaremos la demanda de energía RER en GWh en los diferentes escenarios (alto, medio y bajo), para los años 2012-2021.

Para ello tomaremos la demanda de energía eléctrica pronosticada en GWh en los diferentes escenarios (alto, medio y bajo) y lo multiplicaremos por el porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la generación a partir de RER. Según D:S: N°056-2009-EM, Art. 2; tal porcentaje objetivo será hasta el 5 % en cada uno de los años del primer quinquenio.

**FÓRMULA N° 4
ECUACIÓN PARA HALLAR LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA RER (GWh)**

$$\text{DemGWh_Eléctrica_RER del año (j)} = 5\% * \text{DemGWh_Eléctrica del año (j)}$$

Elaboración Propia.

En los próximos quinquenios se tiene previsto que este porcentaje aumentará, ya que su objetivo es sustituir el 20% del total de generación eléctrica de origen fósil por sistemas RER en el horizonte indicado. Hemos supuesto que el porcentaje fijado en el D:S: N°056-2009-EM, Art. 2, se mantendrá hasta el 2021 para fines de nuestro estudio, ya que esto no altera en nada los resultados de la tesis.

Otro motivo adicional para fijar el porcentaje objetivo en 5% es que solo se ha podido cubrir el 68% de la energía requerida en la Subasta RER (tomando en cuenta solo la Biomasa, Solar, Eólica). En el caso de la Hidroeléctrica solo se ha cubierto el 32% en la Primera Subasta RER y el 6% en la Segunda Subasta. Por lo tanto si aumenta el porcentaje objetivo en los próximos quinquenios, será solamente referencial ya que en la realidad solo se adjudicará una parte de ella.

Segundo, hallaremos la Demanda faltante de Energía Eléctrica a partir de RER en los siguientes años (2012 – 2021), a partir de la Demanda de RER y la Oferta de Energía Renovable que fueron adjudicadas en la Primera y Segunda Subasta.

**FÓRMULA N° 5
ECUACIÓN PARA HALLAR LA DEMANDA FALTANTE
DE ENERGÍA ELÉCTRICA RER (GWh)**

$DemGWh_Faltante_RER \text{ año } (j) = DemGWh_Eléctric \text{ RER del año } (j) - OfertaGWh_RER \text{ del año } (j)$
--

Elaboración Propia.

Para ello restaremos la Demanda de RER menos la Oferta de Energía Renovable (Subasta). Este Balance de la Demanda con la Oferta de Energía Renovable nos permitirá establecer escenarios para cubrir la Demanda Faltante RER con tecnologías RER (Eólica, Geotérmica, Solar y Biomasa, incluyendo Centrales Hidráulicas inferiores a 20 MW).

**TABLA N° 3
PROYECTOS ADJUDICADOS DE LA PRIMERA SUBASTA RER**

TECNOLOGÍA	PROYECTO	ENERGÍA ADJUDICADA (GWh/año)	FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL
BIOMASA	Central de Cogeneración Paramonga	115	31/03/2010
BIOMASA	Huaycoloro	28.295	01/07/2011
EÓLICA	Marcona	148.378	01/12/2012
EÓLICA	Central Eólica Talara	119.673	29/06/2012
SOLAR	Panamericana Solar 20TS	50.676	30/06/2012
SOLAR	Majes Solar 20T	37.63	30/06/2012
SOLAR	Repartición Solar 20T	37.44	30/06/2012
SOLAR	Tacna Solar 20T	47.196	30/06/2012
EÓLICA	Central Eólica Cupisnique	302.952	29/06/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	33	01/07/2010
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	29.5	29/05/2009
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	25	01/05/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Yanapampa	28	01/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	42.5	01/04/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	42.5	01/10/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Chancay	143	31/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Poechos 2	50	27/05/2009
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Roncador	28.1	01/12/2010
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica La Joya	54.7	01/10/2009
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Angel I	131	31/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Angel II	131	31/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Angel III	131	31/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Purmacana	9	01/07/2011
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Shima	32.9	30/09/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Carhuaquero IV	66.5	22/05/2008
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Caña Brava	21.5	19/02/2009

Fuente: GART, OSINERGMIN, Energías Renovables

**TABLA N° 4
PROYECTOS ADJUDICADOS DE LA SEGUNDA SUBASTA RER**

TECNOLOGÍA	PROYECTO	ENERGÍA ADJUDICADA (GWh/año)	FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL
HIDROELÉCTRICA	Las Pizarras	85	31/12/2012

Fuente: GART, OSINERGMIN, Energías Renovables

Tercero, establecer la Energía RER que deberá adjudicarse anualmente (en cada escenario) en el horizonte indicado (2012 – 2021), a partir del Balance de la Demanda con la Oferta de Energía Renovable y las adjudicaciones de Energía que se realizarán a cada año.

Para ello tomaremos el Balance de la Demanda con la Oferta de Energía Renovable para cada escenario. Este balance nos dirá en que año se tiene que cubrir la demanda faltante de Energía Renovable. Se deberá adjudicar el total de energía faltante en el año más próximo. Esta energía adjudicada estará siendo entregada en los demás años del horizonte indicado, por ello la energía adjudicada en el siguiente año será igual a la demanda faltante de Energía Renovable menos la energía adjudicada en el año anterior, y así sucesivamente.

**CUADRO N° 7
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ADJUDICARSE
ESCENARIO BAJO DE DEMANDA RER**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Balance RER	1363	1426	21	140	343	580	791	1021	1078	1155	1334
1° Adjudic			21	21	21	21	21	21	21	21	21
2° Adjudic				119	119	119	119	119	119	119	119
3° Adjudic					203	203	203	203	203	203	203
4° Adjudic						237	237	237	237	237	237
5° Adjudic							212	212	212	212	212
6° Adjudic								229	229	229	229
7° Adjudic									57	57	57
8° Adjudic										77	77
9° Adjudic											179

Elaboración Propia.

CUADRO N° 8
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ADJUDICARSE
ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA RER

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Balance RER	1363	1437	47	191	424	694	936	1200	1272	1392	1602
1° Adjudic			47	47	47	47	47	47	47	47	47
2° Adjudic				144	144	144	144	144	144	144	144
3° Adjudic					233	233	233	233	233	233	233
4° Adjudic						270	270	270	270	270	270
5° Adjudic							242	242	242	242	242
6° Adjudic								264	264	264	264
7° Adjudic									72	72	72
8° Adjudic										120	120
9° Adjudic											210

Elaboración Propia.

CUADRO N° 9
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ADJUDICARSE
ESCENARIO ALTO DE DEMANDA RER

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Balance RER	1363	1460	86	249	496	781	1045	1335	1440	1592	1864
1° Adjudic			86	86	86	86	86	86	86	86	86
2° Adjudic				163	163	163	163	163	163	163	163
3° Adjudic					247	247	247	247	247	247	247
4° Adjudic						285	285	285	285	285	285
5° Adjudic							264	264	264	264	264
6° Adjudic								289	289	289	289
7° Adjudic									105	105	105
8° Adjudic										152	152
9° Adjudic											273

Elaboración Propia.

Cuarto, establecer escenarios para cubrir la Demanda Faltante RER con cada tecnología RER (Eólica, Geotérmica, Solar y Biomasa, incluyendo Centrales Hidráulicas inferiores a 20 MW). Si queremos hallar su equivalente en potencia debemos utilizar su factor de planta.

FÓRMULA N° 6
ECUACIÓN PARA HALLAR LA POTENCIA ELÉCTRICA RER A INSTALAR (MW)

$$\text{PotenciaMW_RER año (j)} = \frac{\text{DemGWh_Faltante_RER año (j)}}{(\text{FactorPlanta_TecnologíaRER} * 8,760\text{h})}$$

Elaboración Propia.

Para ello tomaremos la Energía RER que deberá adjudicarse anualmente (en cada escenario) en el horizonte indicado (2012 – 2021) y la cubriremos mediante Plantas Eólicas, utilizando la Biomasa, mediante la tecnología Solar y con Centrales Hidráulicas (inferiores a 20MW). Bajo esta premisa se considerarán 5 alternativas para cada escenario de Demanda (Baja, Media y Alta) teniendo en cuenta cada tecnología por separado (Eólica, Geotérmica, Solar, Biomasa, mini – Hidráulica). Esto nos da un total de 15 escenarios por analizar (5 alternativas y 3 escenarios). Para hallar su equivalente en potencia debemos dividir la Energía RER que deberá adjudicarse entre la multiplicación del factor de planta de cada tecnología y sus horas de funcionamiento (8760horas).

CUADRO N° 10
FACTOR DE PLANTA TÍPICOS POR TIPO DE TECNOLOGÍA

Tecnología	Factor de Planta
Hidroeléctrica < 20 MW	0.6
Eólica	0.3
Solar	0.25
Biomasa	0.85
Geotérmica	0.9

Fuente: Ley de fomento a las ERNC

-Escenario Bajo de Demanda de RER (GWh).

- Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.
- Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Eólica
- Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Solar
- Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con mini-Hidroeléctrica
- Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Geotérmica.

-Escenario Medio de Demanda de RER (GWh).

- Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.
- Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Eólica
- Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Solar
- Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con mini-Hidroeléctrica
- Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Geotérmica

-Escenario Alto de Demanda de RER (GWh).

- Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.
- Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Eólica
- Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Solar
- Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con mini-Hidroeléctrica
- Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Geotérmica.

**CUADRO N° 11
PROGRAMA DE INVERSIONES RER Y LA POTENCIA A INSTALAR
POR CADA TECNOLOGÍA**

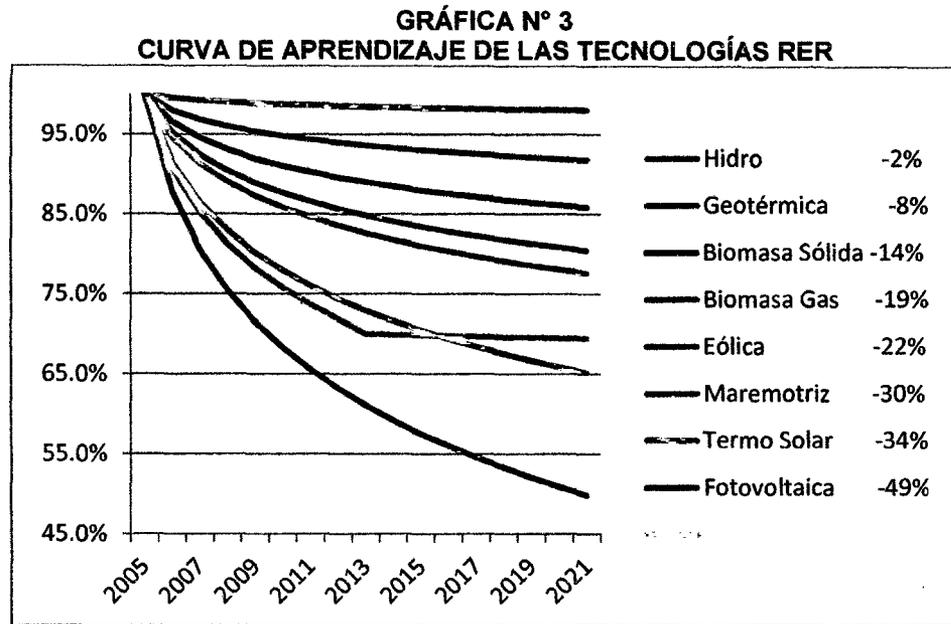
Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Programa RER (GWh)		20.95	119.30	202.51	236.87	211.75	229.33	56.94	77.42	179.20
Mini-Hidro (MW)	3.99	22.70	38.53	45.07	40.29	43.63	10.83	14.73	34.09	
Eólica (MW)	7.97	45.40	77.06	90.13	80.58	87.26	21.67	29.46	68.19	
Solar (MW)	9.57	54.48	92.47	108.16	96.69	104.72	26.00	35.35	81.83	
Biomasa (MW)	2.81	16.02	27.20	31.81	28.44	30.80	7.65	10.40	24.07	
Geotérmica (MW)	2.66	15.13	25.69	30.04	26.86	29.09	7.22	9.82	22.73	

Elaboración Propia.

C. Evaluación Económica de la Implementación de RER en el Perú 2012-2021

La metodología utilizada para la evaluación del Plan de Implementación de Energías Renovables 2012 -2021 es la siguiente:

Primero, determinaremos la Evolución anual de Costes de Instalación de los Sistemas Renovables (en millones \$/MW) a partir de la Curva de Aprendizaje de cada tecnología RER (Eólica, Geotérmica, Solar y Biomasa y mini - Centrales Hidráulicas).



Fuente: "Renewable Energy Road Map" (Informe de la Comisión Europea, SEC 2006)

Según Proyecciones Internacionales se espera que los costes de las renovables se reduzcan a medio y largo plazo en 8% la Inversión en tecnología Geotérmica, 19% en tecnología de Biomasa, 32% en tecnología Eólica, 49% en tecnología Solar y aproximadamente 2% en Mini-Hidroeléctrica. La curva de aprendizaje de las renovables es típicamente muy pronunciada. A lo largo del periodo el coste de instalación de tecnologías RER irá disminuyendo conforme a su respectiva curva de aprendizaje de cada tecnología.

CUADRO N° 12
PROYECCIONES INTERNACIONALES DE LOS COSTES DE LAS RER (en %)

Año	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Mini-Hidro	100.0%	99.3%	98.9%	98.6%	98.4%	98.2%	98.1%	97.9%	97.8%
Geotérmica	100.0%	97.4%	95.8%	94.7%	93.9%	93.2%	92.6%	92.1%	91.7%
Biomasa	100.0%	93.7%	90.0%	87.4%	85.4%	83.7%	82.3%	81.1%	80.0%
Eólica	100.0%	92.7%	88.4%	85.3%	82.9%	81.0%	79.4%	78.0%	76.7%
Fotovoltaica	100.0%	83.6%	74.1%	67.3%	62.0%	57.7%	54.1%	50.9%	48.1%

Elaboración Propia.

**CUADRO N° 13
COSTOS DE INVERSIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA RER**

Tecnología	Costo Inversión (millones \$/MW)	Costo Variable (miles \$/GWh)
Hidroeléctrica < 20 MW	1.9	2
Eólica	2.2	2
Solar	6.0	2
Biomasa	2.0	45
Geotérmica	3.5	5

Fuente: Ley de fomento a las ERNC

Tomando en cuenta la inversión de instalación de cada tecnología y multiplicándolo por la proyección internacional de los costes de las RER (en porcentaje) obtendremos la proyección de costos de cada tecnología RER (millones \$/MW).

**FÓRMULA N° 7
ECUACIÓN PARA HALLAR LA POTENCIA ELÉCTRICA RER A INSTALAR (MW)**

$$\text{Proyección_CostoInvRER año (j)} = \text{Proyección\%_CostoRER año (j)} * (\text{CostoInv_TecnologíaRER})$$

Elaboración Propia.

**CUADRO N° 14
PROYECCIONES INTERNACIONALES DE LOS COSTES DE LAS RER (millones\$/MW)**

Año	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Mini-Hidroeléctrica	1.90	1.89	1.88	1.87	1.87	1.87	1.86	1.86	1.86
Geotérmica	3.50	3.41	3.35	3.32	3.29	3.26	3.24	3.22	3.21
Biomasa	2.00	1.87	1.80	1.75	1.71	1.67	1.65	1.62	1.60
Eólica	2.20	2.04	1.94	1.88	1.82	1.78	1.75	1.72	1.69
Fotovoltaica	6.00	5.02	4.44	4.04	3.72	3.46	3.24	3.06	2.89

Elaboración Propia.

Segundo, hallaremos el Costo Medio (miles \$/GWh) de cada tecnología RER a partir del Costo de Inversión (millones \$/MW) de cada tecnología RER, su respectivo Factor de Planta, su correspondiente Costo Variable (miles \$/GWh), y la vida útil de cada tecnología.

Para ello consideraremos proyectos de generación RER con una vida útil de 20 años y una tasa de rentabilidad del 12% (Según LCE). Tomando en cuenta el factor de planta de cada tecnología RER podremos saber cuánta energía genera un MW de potencia.

FÓRMULA N° 8

ECUACIÓN PARA HALLAR LA ENERGÍA GENERADA POR MW DE POTENCIA

$$\text{FactorPlanta_TecnologíaRER} = \text{EnergíaRER (GWh)} / (\text{PotenciaRER (MW)} * 8,760\text{h})$$

Elaboración Propia.

Por lo tanto un MW de potencia generará 8,760h por el factor de planta de cada tecnología RER. En el cuadro N° 10 tenemos el factor de planta típico de cada tecnología RER. Utilizando el cuadro N° 11 podremos hallar la inversión en pagos anuales durante la vida útil del proyecto (20 años) aplicando Pagos Anuales a una tasa del 12%.

Lo dicho anteriormente se resume en el siguiente cuadro y en la siguiente fórmula. El Costo de Inversión ha sido anualizado durante la vida útil del proyecto. Este cuadro se ha realizado para cada tecnología RER con sus respectivos costos de instalación que varían según el año en que se instalará cada RER. La fórmula "-PAGO (tasa=12%, periodo=20años, Inversión de la Tecnología RER)" se aplica para hallar los pagos anuales en el Excel.

**CUADRO RESUMEN
COSTO MEDIO DE UNA TECNOLOGÍA RER (MINI-HIDROELÉCTRICA) (miles\$/GWh)**

MW	1				Facto de Planta	0.6
Costo Inversión	1.9 millones \$/MW				Costo Variable	2mil \$/GWh
Año	0	1	2	20	
Inversión (millones\$)	1.9	↪	↪	↪	↪	
Pagos Anuales (miles\$)		254.37	254.37	254.37	
Energía (GWh)		5.26	5.26	5.26	
Costo Variable (miles\$)		10.51	10.51	10.51	
CMe miles \$/GWh		50.40	50.40	50.40	

Elaboración Propia.

FÓRMULA N° 9
ECUACIÓN PARA HALLAR EL COSTO MEDIO RER (MILES \$/GWh)

$$\text{PagoAnual_InvTecnologíaRER} = \text{InversiónTecnologíaRER} * 12\% * (1+12\%)^{20} / ((1+12\%)^{20}-1)$$

Elaboración Propia.

Por lo tanto el valor del Costo Medio (miles \$/GWh) dependerá del costo de inversión en pagos anuales, la energía generada en cada año de la vida útil del proyecto (8760 horas por el factor de planta de cada tecnología RER) y el costo variable de dicha tecnología RER. Por lo tanto el Costo Medio variará dependiendo el año en que se instala la tecnología RER. Para hallar Costo Medio en cada año debemos anualizar las inversiones (Cuadro N°11), luego dividirlo entre la Energía generada por un MW (8,760 por el factor de planta de cada tecnología RER) y sumarle su respectivo costo variable (miles \$/GWh) del Cuadro N°13.

FÓRMULA N° 10
ECUACIÓN PARA HALLAR EL COSTO MEDIO RER (MILES \$/GWh)

$$\text{CMe_TecnologíaRER} = (\text{PagoAnual_InvTecnologíaRER}) / \text{Energía_Generada(GWh)} + \text{CV_TecnologíaRER} / \text{Energía_Generada(GWh)}$$

$$\text{Energía_Generada(GWh)} = \text{FactorPlanta_TecnologíaRER} * \text{PotenciaRER (MW)} * 8,760\text{h}$$

Elaboración Propia.

CUADRO N° 15
COSTOS MEDIOS DE CADA TECNOLOGÍA RER
SEGÚN EL AÑO DE INSTALACIÓN (miles\$/GWh)

Año	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Mini-Hidroeléctrica	50.40	50.06	49.86	49.73	49.62	49.53	49.45	49.39	49.33
Geotérmica	64.43	62.87	61.95	61.30	60.80	60.39	60.04	59.74	59.47
Biomasa	80.96	78.69	77.36	76.42	75.69	75.10	74.59	74.16	73.77
Eólica	114.1	105.8	101.0	97.61	94.96	92.79	90.96	89.37	87.97
Fotovoltaica	368.8	308.8	273.7	248.8	229.5	213.7	200.3	188.8	178.6

Elaboración Propia.

Tercero, determinaremos la inversión Anual de cada tecnología RER en los 3 escenarios planteados a partir de los Costos Medios de cada tecnología RER según el año de instalación RER (Eólica, , Geotérmica, Solar y Biomasa y mini - Centrales Hidráulicas), y la energía que debe cubrir cada Tecnología en cada año.

Para ello consideraremos la energía RER (GWh) que deberá adjudicarse en cada escenario de demanda RER (Cuadro N°7, Cuadro N°8 y Cuadro N°9) y la multiplicaremos por el costo medio de cada tecnología RER según el año de instalación y/o adjudicación. De esta manera obtendremos la inversión Total según el tipo de tecnología RER instalada para cada escenario de demanda RER. Debemos tener en cuenta que hemos considerado que todos los proyectos RER tienen una vida útil de 20 años.

FÓRMULA N° 11
ECUACIÓN PARA HALLAR LA INVERSIÓN ANUAL
POR TIPO DE TECNOLOGÍA RER (Millones \$)

$$\text{Inversión_Tecno_RER del año (j)} = \text{DemGWh_Eléctric_RER del año (j)} * \text{CMe_Tecno_RER del año (j)}$$

Elaboración Propia.

Cuarto, determinaremos los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión de carbono a partir de la tabla de emisiones de CO2 por cada tecnología RER utilizada en los 15 escenarios para cubrir la Demanda Faltante con cada tecnología RER (Eólica, Solar y Biomasa, incluyendo Centrales Hidráulicas inferiores a 20 MW)

CUADRO N° 16
EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA
(TONELADA/GWh GENERADO)

Tecnología	Tonelada CO2/GWh
Diésel-Residual	1062.3
Carbón	1058.2
Gas Natural	824
Fotovoltaica	5.9
Eólica	7.4
Biomasa	0
Geotérmica	56.8
Mini-Hidroeléctrica	6.6

Fuente: US Department of Energy, Council for Renewable Energy Education y Worldwatch Institute

Tomando en cuenta el porcentaje de Consumo de Energía Eléctrica que se obtiene con los Combustibles Fósiles podremos obtener la reducción de Emisiones de CO2 por cada GWh generado de Energía Eléctrica. El Gas Natural representa aproximadamente el 38%, el Diésel-Residual representa aproximadamente el 2 % y el carbón 2.5% respectivamente.

**CUADRO N° 17
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWH)**

Tipo de Combustible	2010	Porcentaje	2011	Porcentaje
Gas Natural	11446,53	35,30%	13462,19	38,23%
Diésel Residual	871,34	2,69%	531,45	1,51%
Carbón	1066,92	3,29%	732,36	2,08%
Otro	19042,04	58,72%	20491,43	58,19%
Total	32426,83	100%	35217,43	100%

Fuente: COES-SINAC, Resumen Estadístico Anual

Para hallar la emisión de CO₂ de cada Combustible Fósil debemos de multiplicar se porcentaje de Consumo de Energía Eléctrica que se obtiene de cada uno por las emisiones respectivas de cada combustible. Así tendremos la emisión total por combustible fósil.

**CUADRO N° 18
EMISIONES DE CO₂ POR COMBUSTIBLE FÓSIL (TONELADA/GWh GENERADO)**

Tipo de Combustible	Porcentaje	Emisiones Ton CO ₂ /GWh
Gas Natural	38%	26.558
Diésel Residual	2%	21.164
Carbón	2.50%	313.120
Total		360.842

Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las emisiones de CO₂ de los combustibles fósiles (cuadro N° 18) y las emisiones de CO₂ de cada tecnología RER (Cuadro N°16) podremos hallar la reducción de los emisiones de CO₂ por GWh generado. Si lo multiplicamos por la energía que se necesita para cubrir la demanda en los tres escenarios (Cuadro N°7, Cuadro N°8 y Cuadro N°9) podremos hallar la reducción de emisiones CO₂ en toneladas.

**FÓRMULA N° 12
ECUACIÓN PARA HALLAR LA REDUCCIÓN DE EMISIÓN DE COS (Toneladas)**

$$\text{ReducciónCO}_2\text{_{TecnRER del año (j)}} = \text{DemGWh_RER del año (j)} * \text{ReducciónCO}_2\text{_{TecnRER}}$$

$$\text{ReducciónCO}_2\text{_{TecnRER}} = 360.842 - \text{EmisiónCO}_2\text{_{TecnRER}}$$

Elaboración Propia.

Un estudio realizado para el "análisis económico de los ahorros en importación de combustibles fósiles y derechos de emisión de CO₂, en España" muestra la evolución de los

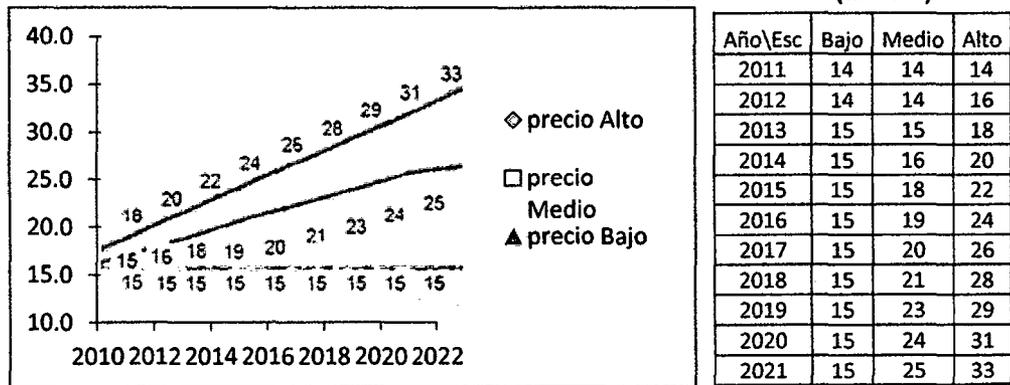
precios de derecho del CO2 (\$/tonelada de CO2). Si esto lo multiplicamos por la reducción de emisión de CO2 (en toneladas) obtendremos los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión de carbono.

**CUADRO N° 19
PROYECCIÓN PRECIO DE DERECHO DE EMISIÓN DE CO2 (\$/TON)**

Año\Esc	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	18.7	21.3	23.8	26.3	28.8	31.3	33.8	36.3	38.8	41.3	41.3
Precio Medio	18.7	20.0	21.7	23.3	25.0	26.7	28.3	30.0	31.7	33.3	33.3
Precio Bajo	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0

Elaboración Propia

**GRÁFICA N° 4
PROYECCIÓN PRECIO DE DERECHO DE EMISIÓN DE CO2 (E/TON)**



Estimación evolución precio derechos emisión CO2 PER 2011 – 2020

La reducción de las emisiones de CO2 por GWh producida por cada tecnología RER utilizada (la reducción será igual a las emisiones de CO2 por combustibles fósiles que se dejan utilizar menos las emisiones de CO2 de cada tecnología RER que se utilizará) lo multiplicaremos por la Proyección del Precio de Derecho de Emisión de CO2 en el horizonte de evaluación (2012 – 2021).

**FÓRMULA N° 13
ECUACIÓN PARA HALLAR LOS INGRESOS POR LA VENTA DE DERECHOS DE EMISIÓN DE COS (MILLONES \$)**

$$\text{IngresosBonosCO2_TecnoRER año (j)} = \text{PrecioCO2 del año (j)} * \text{ReducciónCO2_TecnoRER del año (j)}$$

Elaboración Propia.

Cuarto, determinaremos los ingresos indirectos obtenidos por el ahorro de no importación de petróleo tomando en cuenta el porcentaje de Consumo de Energía Eléctrica que se obtiene con el Petróleo y su precio de importación

Para ello consideraremos la energía RER (GWh) que deberá adjudicarse en cada escenario para cubrir la demanda de energía eléctrica RER (Cuadro N°7, Cuadro N°8 y Cuadro N°9), en GWh, y lo multiplicaremos por el porcentaje de Consumo de Energía Eléctrica que se obtiene con el Petróleo (2% según lo indicado en el Cuadro N°18), obteniendo la reducción de este combustible fósil que se utiliza para la generación de Energía Eléctrica. Tomando la evolución del Precio del Petróleo en el horizonte de evaluación (2012 – 2021) podremos hallar el ahorro de no importación de petróleo para la generación eléctrica multiplicando este precio (\$/barril) por dicha reducción de petróleo utilizado (barril).

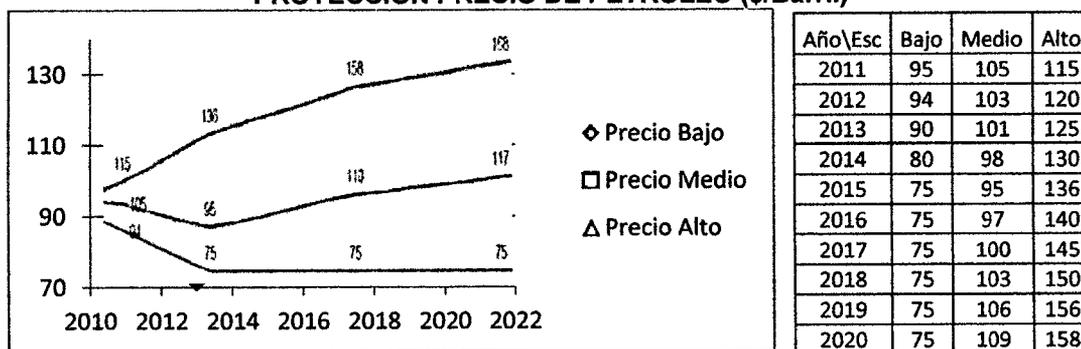
FÓRMULA N° 14
ECUACIÓN PARA HALLAR LA REDUCCIÓN DE PETRÓLEO
EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA (Barriles)

Reducción_Petróleo del año (j) = 2% * DemGWh_RER del año (j)
1 barril de Petróleo genera aproximadamente 1.699406 MWh

Elaboración Propia.

El estudio realizado para el "análisis económico de los ahorros en importación de combustibles fósiles y derechos de emisión de CO2, en España" muestra la evolución de los precios de Petróleo (\$/barril). Si esto lo multiplicamos por la reducción de petróleo (en barriles) que se necesita para la generación obtendremos los ingresos indirectos obtenidos por el ahorro de no importación de petróleo.

GRÁFICA N° 5
PROYECCIÓN PRECIO DE PETRÓLEO (\$/Barril)



. Estimación evolución precio derechos emisión CO2 PER 2011 – 2020

Tomando en cuenta la Fórmula N° 14 podemos elaborar una tabla de proyección de precio de petróleo por cada MWh generado haciendo la conversión de barriles en MWh. Como sabemos un barril de petróleo produce aproximadamente 1699.406 kWh. Un MWh equivale a 1000 kWh, por lo tanto un barril de petróleo genera 1,699406 MWh. Si dividimos la evolución de precio de petróleo de la Gráfica N°6 entre 1,699406 tendremos el precio en dólares por MWh.

CUADRO N° 20
PROYECCIÓN PRECIO DE PETRÓLEO (\$/MWh)

Año\Esc	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	81,89	76.98	71.79	66.6	61.42	61.42	61	61.42	61.42	61.42	61.42
Precio Medio	87,62	85.98	83.26	80.52	77.8	81.4	85	88.61	92.21	95.81	95.81
Precio Bajo	90,08	94.17	99.91	105.64	111.37	114.97	119	122.18	125.7	129.39	129.39

. Estimación evolución precio derechos emisión CO2 PER 2011 – 2020

La reducción de Petróleo para la generación de energía eléctrica (GWh) lo multiplicaremos por la Proyección del Precio de Petróleo en el horizonte de evaluación (2012 – 2021), hallando así el ingreso indirecto obtenido por la no importación de petróleo

FÓRMULA N° 15
ECUACIÓN PARA HALLAR LOS INGRESOS POR EL AHORRO
DEL PETRÓLEO NO IMPORTADO (MILLONES \$)

$\text{AhorroImportación_Petroleo año (j)} = \text{PrecioPetróleo del año (j)} * \text{ReducciónPetróleo del año (j)}$

Elaboración Propia.

Quinto, determinaremos los ingresos indirectos obtenidos la exportación del gas natural ahorrado tomando en cuenta el porcentaje de Consumo de Energía Eléctrica que se obtiene con el Gas Natural y su precio de exportación

Para ello consideraremos la energía RER (GWh) que deberá adjudicarse en cada escenario para cubrir la demanda RER (Cuadro N°7, Cuadro N°8 y Cuadro N°9), y lo multiplicaremos por el porcentaje de Consumo de Energía Eléctrica que se obtiene con el Gas Natural (38% según lo indicado en el Cuadro N°18), obteniendo la reducción de este combustible fósil en la generación (este Gas Natural será exportado). Tomando la evolución el Precio de del Gas

Natural en el horizonte de evaluación podremos hallar los ingresos por la exportación multiplicando este precio (\$/barril) por dicho ahorro de Gas Natural utilizado (GWh).

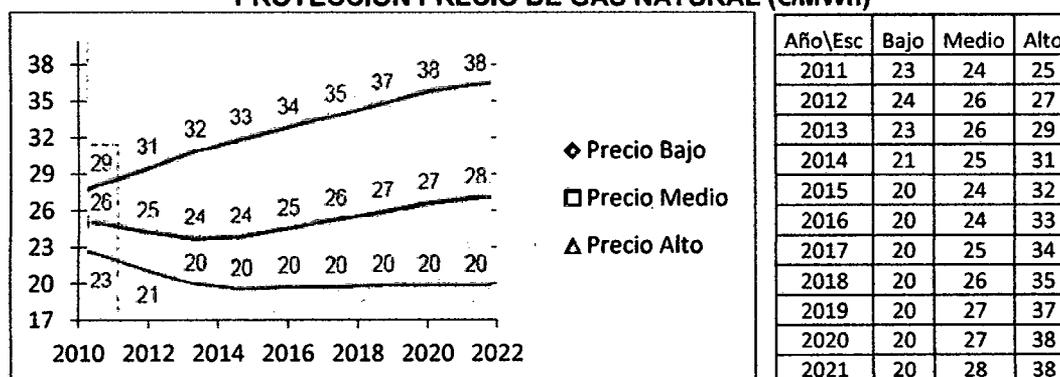
FÓRMULA N° 16
ECUACIÓN PARA HALLAR LA AHORRO DE GAS NATURAL
EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA (GWh)

$\text{Ahorro_GasNatural del año (j)} = 38\% * \text{DemGWh_RER del año (j)}$ $\text{Ahorro_GasNatural del año (j)} = \text{Exportación_Gas Natural del año (j)}$

Elaboración Propia.

El estudio realizado para el “análisis económico de los ahorros en importación de combustibles fósiles y derechos de emisión de CO₂, en España” muestra la evolución de los precios de Gas Natural (\$/MWh). Si esto lo multiplicamos por el ahorro del Gas Natural (en GWh) que se necesitaba en la generación, obtendremos los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de este Gas Natural ahorrado.

GRÁFICA N° 6
PROYECCIÓN PRECIO DE GAS NATURAL (€/MWh)



. Estimación evolución precio derechos emisión CO₂ PER 2011 – 2020

Tomando en cuenta la conversión de euros a dólares (1 euro equivale a 1,2968 dólares estadounidenses) podemos elaborar una tabla de proyección de precio de Gas Natural dólares por cada MWh generado. Si multiplicamos la evolución de precio de petróleo de la Gráfica N°6 por 1,2968 tendremos el precio en \$ por MWh.

**CUADRO N° 21
PROYECCIÓN PRECIO DE GAS NATURAL (\$/MWh)**

Año\Esc (\$/MWh)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	30,67	32.00	30.23	28.44	26.67	26.67	26.67	26.67	26.67	26.67	26.67
Precio Medio	32.00	34,67	33.77	32.89	32.00	32.80	33.60	34.40	35.20	36.00	36.00
Precio Bajo	33,33	36.00	38.23	40.44	42.67	44.27	45.87	47.47	49.07	50.67	50.67

. Estimación evolución precio derechos emisión CO2 PER 2011 – 2020

Multiplicando la exportación del Gas Natural ahorrado (GWh) por la Proyección del Precio de Gas Natural en el horizonte de evaluación (2012 – 2021) nos permitirá hallar los ingresos indirectos provenientes del ahorro de este combustible por la utilización de RER.

**FÓRMULA N° 17
ECUACIÓN PARA HALLAR LOS INGRESOS DE LA EXPORTACIÓN DEL GAS NATURAL AHORRADO (MILLONES \$)**

$$\text{Ingresos_ExportaciónGN año (j)} = \text{PrecioGasNatural del año (j)} * \text{Exportación_GasNatural del año (j)}$$

Elaboración Propia.

Sexto, determinaremos los ingresos indirectos totales sumando los ingresos indirectos obtenidos de la Exportación del Gas Natural Ahorrado, los ingresos indirectos obtenidos por el Ahorro de No Importación de Petróleo y los ingresos indirectos obtenidos por la Venta de Derechos de Emisión de Carbono.

**FÓRMULA N° 18
ECUACIÓN PARA HALLAR LOS INGRESOS INDIRECTOS TOTALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)**

$$\text{IngresosIndirectos_TecnoRERaño(j)} = \text{ExpGNaño(j)} + \text{noImp_Petroaño(j)} + \text{BonoCO2_TecnoRERaño(j)}$$

Elaboración Propia.

Séptimo, determinaremos las Inversiones Netas Anuales (Costos Netos Anuales) de cada alternativa empleada en los 15 escenarios para cubrir la demanda faltante de Energía Renovable, sumando el Coste Total (Inversión Total) de cada tecnología RER instalada en los diferentes escenarios, y restando los ingresos indirectos totales (provenientes de la venta de emisión de Carbono, del Gas Natural que se sustituye para exportación y el ahorro de la no importación de petróleo para su uso en la generación de energía).

FÓRMULA N° 19
ECUACIÓN PARA HALLAR LA INVERSIÓN NETA ANUAL
DE CADA TECNOLOGÍA (MILLONES \$)

$$\text{InversiónNeta_TecnoRER del año (j)} = \text{Inv_TecnoRER del año (j)} - \text{IngrIndirectos_TecnoRER año(j)}$$

Elaboración Propia.

Octavo, determinaremos el costo medio óptimo social como resultado de las Inversiones Netas Anuales (Costos Netos Anuales) de cada alternativa empleada en los 15 escenarios entre la energía generada (anual) para cubrir la demanda faltante de Energía Renovable. Así podremos comparar la mejor alternativa en cada escenario analizado. La tecnología RER que necesite el menor costo medio óptimo social para cubrir la Inversión Neta Anual respectiva será la más conveniente para el Perú.

FÓRMULA N° 20
ECUACIÓN PARA HALLAR EL COSTO PROMEDIO ÓPTIMO
DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWh)

$$\text{CmeÓptimo-Social_TecnoRER} = \text{InvNeta_TecnoRER año (j)} / \text{DemGWh_RER año (j)}$$

Elaboración Propia.

También podremos determinar el incremento o aumento del costo promedio del sistema eléctrico peruano si se decide cubrir la Inversión Neta Anual, de cada alternativa empleada en los 15 escenarios, con la demanda total del sistema (demanda de energía eléctrica en GWh en los escenarios alto, medio y bajo; para los años 2012-2021). Así también podremos comparar la mejor alternativa en cada escenario analizado. La tecnología RER que necesite el menor aumento o incremento del costo promedio del sistema eléctrico será la más conveniente para el país.

FÓRMULA N° 21
ECUACIÓN PARA HALLAR EL INCREMENTO DEL COSTO PROMEDIO DEL SISTEMA
ELÉCTRICO PERUANO UTILIZANDO CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWh)

$$\text{Incremento_CostoMedio} = \text{InvNeta_TecnoRER año (j)} / \text{DemGWh_Eléctrica del año (j)}$$

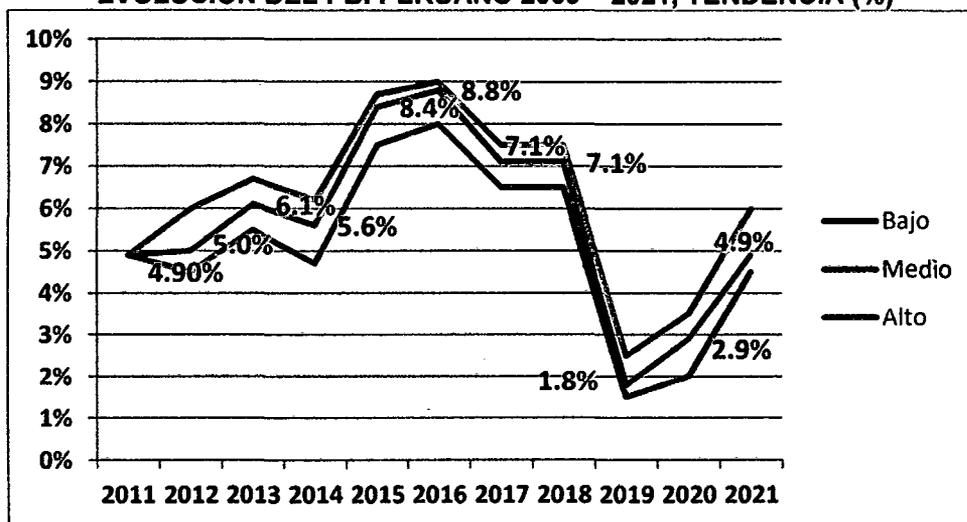
Elaboración Propia.

CAPÍTULO IV

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 2012-2021.

El Estudio realizado por la CEPLAN respecto de la proyección del Producto Bruto Interno Peruano elaborado por Bruno Seminario, muestra una tasa de crecimiento promedio anual en escenario medio de 5,5%. Debido a la relación lineal (Gráfica N°1) con la tasa de crecimiento de Demanda de Energía hemos podido estimar su crecimiento anual en GWh.

**GRÁFICA N° 7
EVOLUCIÓN DEL PBI PERUANO 2009 – 2021, TENDENCIA (%)**



FUENTE: Bruno Seminario, CEPLAN, 2010

**CUADRO N° 22
CRECIMIENTO DEL PBI PERUANO (%)**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Escenario Bajo	4.9	4.5	5.5	4.7	7.5	8.0	6.5	6.5	1.5	2.0	4.5
Escenario Medio	4.9	5.0	6.1	5.6	8.4	8.8	7.1	7.1	1.8	2.9	4.9
Escenario Alto	4.9	6.0	6.7	6.2	8.7	9.0	7.5	7.5	2.5	3.5	6.0

FUENTE: Bruno Seminario, CEPLAN, 2010

Como señalamos en el capítulo II Metodología, podremos hallar el PBI para los futuros años (Índice 1994) multiplicando el pronóstico de los escenarios bajo, medio y alto de la tasa de crecimiento del PBI peruano (que está en porcentaje) por el PBI (índice 1994) del año anterior. El PBI del año 2011 es tomado de los datos estadísticos anuales del INEI.

**CUADRO N° 23
CRECIMIENTO DEL PBI PERUANO (ÍNDICE 1994)**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Escenario Bajo	228	233	246	258	277	299	319	339	345	351	367
Escenario Medio	228	235	249	263	285	310	332	355	362	372	391
Escenario Alto	228	237	253	268	292	318	342	367	377	390	413

FUENTE: Bruno Seminario, CEPLAN, 2010

El PBI se incrementará en el 2021 a 367,292 (Índice 1994) en un escenario de bajo crecimiento, cifra ligeramente inferior al pronosticado para el escenario medio de 390,594 (Índice 1994). Para un escenario de crecimiento alto el PBI peruano aumentará a 413,066 (Índice 1994). Cabe señalar que el promedio anual para los años 1950-2008 fue de 3.94%; dentro del cual la fase 2001-2008 alcanzó el promedio de 5.94%.

La propuesta de una mayor tasa de crecimiento del PBI se condice con la propuesta de una mayor tasa de inversión. Así en el Plan Perú 2010-2021, se establece que en el año 2021 la inversión será del 24% del PBI, en vez del tendencia media de 19.5%. Esta meta es progresiva, pues históricamente, el promedio anual durante el periodo 1950-2008 fue de 19.7%, y en la fase más reciente 2001 -2008, fue de 20.66%.

Considerando la meta del rubro exportaciones (90,000 Mills de dólares corrientes al año 2021, equivalentes a 53,584 Mills del año 2000. Esta meta, igualmente progresiva, refleja el cambio del modelo primario exportador a otro que priorice los sectores secundario y terciario exportador aprovechando el posicionamiento del Perú en el mundo globalizado. Este es un cambio estructural, pues la mayor participación de las exportaciones proyectada para el año 2021 (30,4% del PBI) resulta más coherente con las tendencias históricas, pues en el

periodo 1950-2008, el promedio fue de 12.47%, luego se elevó en el periodo 2001-2008 a 19.11%. De esta manera este rubro tendrá una mayor participación en el PBI del orden del 30,4%.

Ante el incremento de la participación en el PBI de las inversiones, exportaciones e importaciones, el necesario equilibrio de las cuentas nacionales inducirá cambios inversos en el consumo. Estas cifras proyectadas son corroboradas por las estimaciones del Ministerio de Economía y Finanzas para los próximos años. Se considera una tasa de descuento del 2,5% anual, equivalente a la inflación promedio anual de USA.

Para hallar el crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica (índice 1994), remplazamos el crecimiento del PBI Peruano (índice 1994) en la Fórmula N° 1, para los escenarios bajo, medio y alto en los siguientes años. A partir de estos resultados, hallaremos las tasas de crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica para el horizonte de evaluación.

**CUADRO N° 24
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ÍNDICE 1994)**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Escenario Bajo	290	316	338	358	392	432	468	507	517	530	560
Escenario Medio	290	318	342	367	406	452	493	538	550	570	606
Escenario Alto	290	321	349	376	418	467	511	560	578	604	650

FUENTE: Elaboración Propia.

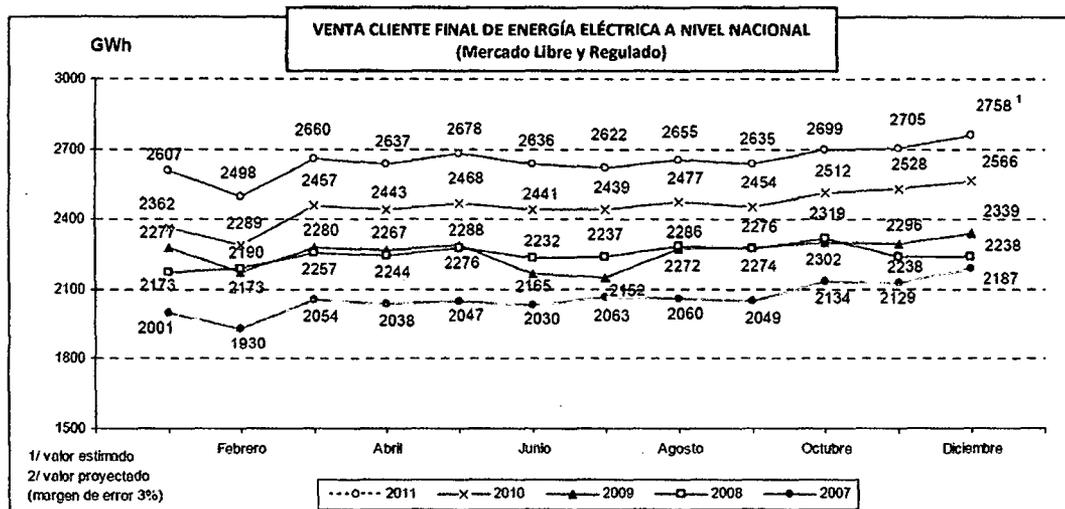
**CUADRO N° 25
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (%)**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Escenario Bajo	8.17	5.73	7.01	5.99	9.59	10.24	8.30	8.30	1.90	2.54	5.73
Escenario Medio	8.17	6.37	7.79	7.14	10.75	11.27	9.07	9.07	2.28	3.69	6.24
Escenario Alto	8.17	7.66	8.56	7.91	11.14	11.53	9.59	9.59	3.18	4.45	7.66

FUENTE: Elaboración Propia.

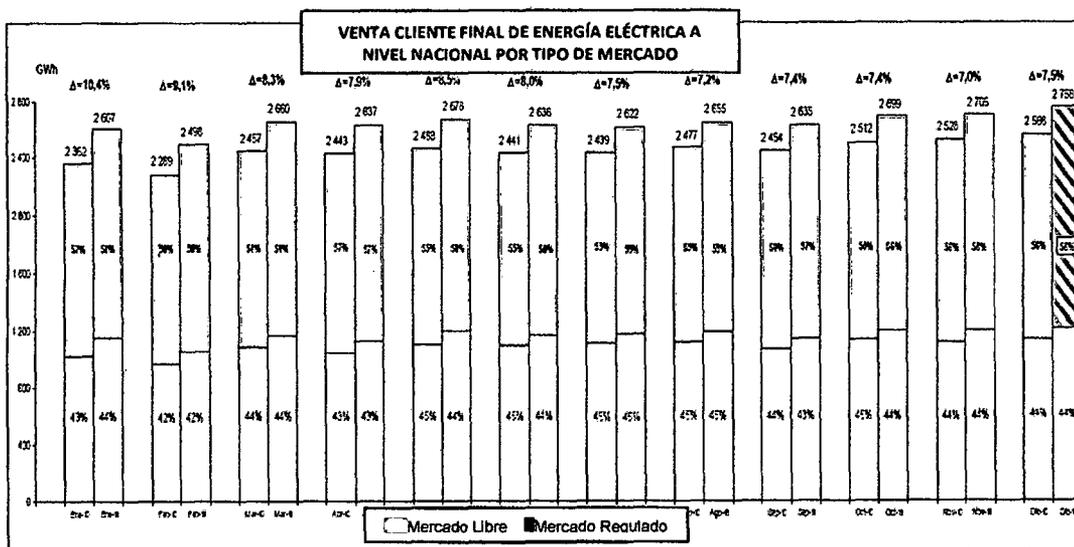
La venta de energía a clientes finales a nivel nacional durante el mes de noviembre de 2011 llegó a 2 705 GWh y fue 7,0% mayor con relación a la venta del mismo periodo del año anterior. Con relación a noviembre de 2009, el volumen de venta aumentó en 17,8%; y

respecto al año 2008 el incremento fue 20,9%. La venta de electricidad a clientes finales para diciembre del 2011 se estima en 2 758 GWh, y con ello la venta nacional del 2011 alcanzaría 31 791 GWh, 8,0% más que el año 2010.



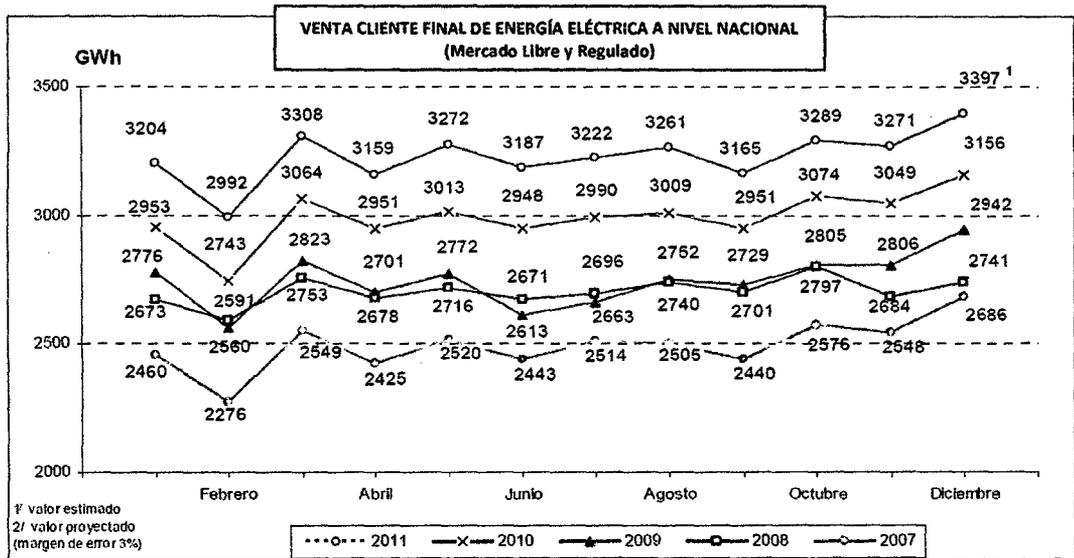
Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad

En el mes de noviembre 2011 la estructura de venta a clientes finales según el tipo de mercado se mantuvo similar respecto al mismo mes del año anterior, siendo de 44% (1 190 GWh) de la venta total fue al mercado libre y 56% (1 515 GWh) al mercado regulado. Para el mes de diciembre del presente año, se estima que la participación de la venta al mercado libre se mantenga, es decir 1 213 GWh; y 1 545 GWh al mercado regulado de un total estimado en 2 758 GWh.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad

La producción mensual a nivel nacional en noviembre del año 2011 se calcula en 3 271 GWh, 7,3% mayor que la producción de mismo mes del año anterior. Con relación a noviembre del 2009, fue superior en 16,6%, y con respecto al año 2008 aumentó 21,9%. La producción de energía eléctrica para el mes de diciembre del 2011 se estima en 3 397 GWh; lo que implica que el acumulado de la producción al 2011 alcanzaría los 38 728 GWh, equivalente a 7,9% respecto al total del año anterior.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad

En el mes de diciembre 2011, los generadores hidroeléctricos aportaron la mayor producción de energía, ascendiendo a 1 888 GWh (61% del total de la producción del COES - SINAC). En cuanto al tipo de tecnología de las centrales termoeléctricas, los grupos turbogas generaron 867 GWh (28%); las unidades de ciclo combinado 275 GWh (9%) y el 2% restante corresponde a la tecnología turbo vapor y motores de combustión interna.

La participación del recurso hídrico en la producción total de energía eléctrica del SEIN durante el año 2011 representó el 57,94% (20 404,12 GWh), gas natural con el 38,23% (13 462,19 GWh), carbón con el 2,08% (732,36 GWh), diésel y residual con el 1,51% (531,45 GWh) y bagazo y biogás con el 0,25% (87,31 GWh). Para hallar la Demanda de Energía Eléctrica del año 2012 deberemos multiplicar al dato estadístico de Producción de Energía

Eléctrica (35 217.43 GWh) del COES-SINAC del 2011 (Cuadro N°6) por uno más la tasa de crecimiento del año 2012, y así sucesivamente para los años posteriores.

**CUADRO N° 26
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWH)**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Escenario Bajo	35217	37236	39848	42234	46284	51022	55257	59843	60982	62530	66114
Escenario Medio	35217	37462	40378	43263	47914	53315	58152	63429	64878	67269	71470
Escenario Alto	35217	37914	41159	44416	49365	55056	60336	66122	68222	71259	76716

FUENTE: Elaboración Propia.

Para corroborar los resultados obtenidos vamos a realizar una comparación de los resultados obtenidos del crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica (GWh) en los escenarios bajo, medio y alto con los respectivos resultados obtenidos en la proyección de demanda 2009 en cada caso (pesimista, base y optimista) elaborado por Mercados Energéticos Consultores. Para ello tomaremos el total de energía (GWh) del SEIN en cada escenario elaborado por la Consultoría.

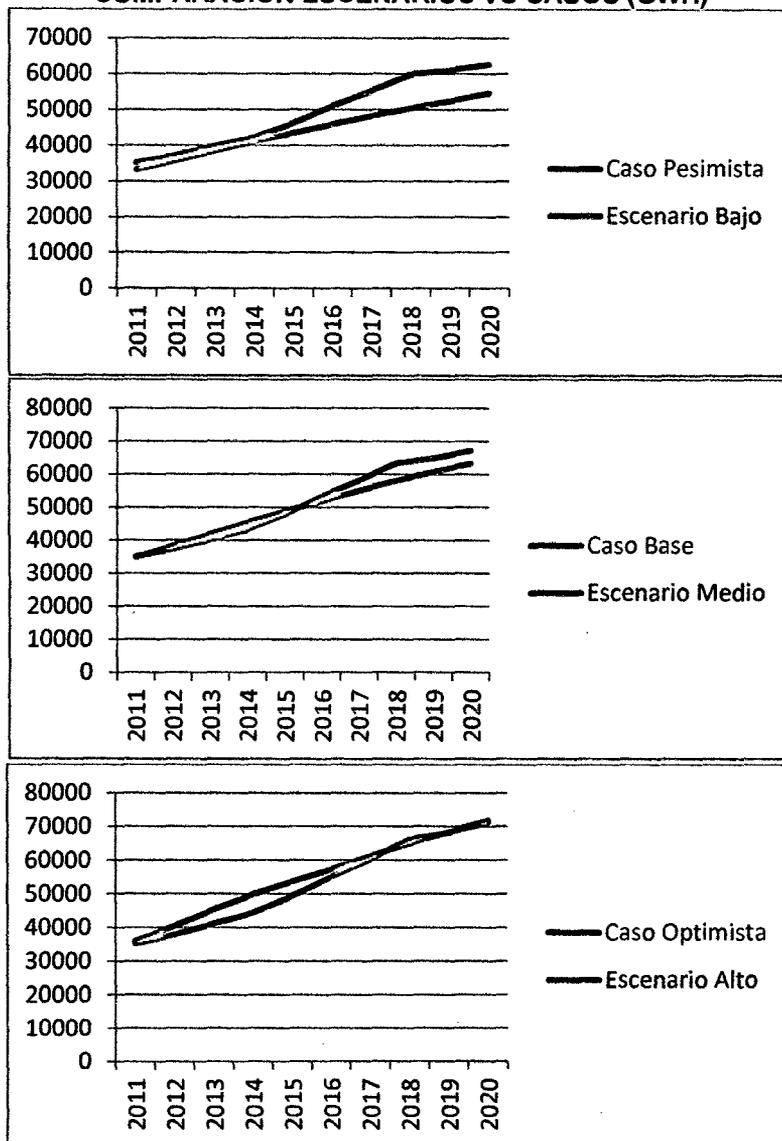
**CUADRO N° 27
PROYECCIÓN DE DEMANDA 2009 (GWH)**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Caso Pesimista	33296	35832	38550	41150	43514	45958	48324	50428	52465	54652
Caso Base	34783	38429	41899	45418	48784	51988	55093	58151	60808	63298
Caso Optimista	35960	40550	45389	49799	53749	57406	61237	64992	68420	71859

FUENTE: Total SEIN. Mercados Energéticos Consultores.

Si comparamos la Proyección de Demanda 2009 (Cuadro N° 27) con el Crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica (Cuadro N° 26) en cada escenario y/o caso podremos notar que nuestros valores hallados presentan una variación mínima, es decir, los resultados son muy parecidos.

**GRÁFICA N° 8
COMPARACIÓN ESCENARIOS VS CASOS (GWH)**



FUENTE: Elaboración Propia.

Los gráficos mostrados nos muestran con mayor claridad la similitud entre los resultados obtenidos en nuestro análisis (Cuadro N° 26) con los resultados en el estudio elaborado por Mercados Energéticos Consultores (Cuadro N° 27). Por lo tanto podemos decir que nuestros resultados son consistentes dada las premisas tomadas, donde el crecimiento del PBI tiene una fuerte relación (correlación) con el crecimiento de la demanda eléctrica. Esto nos permitirá seguir con mayor seguridad en nuestra elaboración del crecimiento de Demanda de Energía Renovable en GWh.

CAPÍTULO V

PLAN DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2012-2021.

En concordancia al Decreto Legislativo N°1002-2008: Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, Art. 2, "el Ministerio de Energía y Minas establecerá cada 5 años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la generación a partir de RER, no considerando en este porcentaje objetivo a las Centrales Hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el 5 % en cada uno de los años del primer quinquenio." (Ver Anexo N° 2)

El siguiente Plan busca establecer los diferentes escenarios para cubrir la futura Demanda RER insatisfecha con cada tecnología RER (Eólica, Geotérmica, Solar y Biomasa, incluyendo Centrales Hidráulicas inferiores a 20 MW) tanto en GWh, como su respectivo equivalente en potencia (MW) utilizar el factor de planta de cada tecnología. Así podremos determinar la mejor alternativa RER teniendo en cuenta el remplazo de un 20% el total de generación eléctrica de origen fósil por sistemas renovables de generación eléctrica.

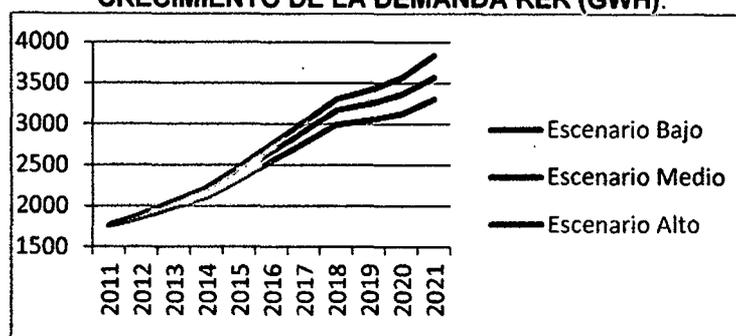
Para remplazar en un 20% del total de generación eléctrica de origen fósil por sistemas RER, tomaremos el porcentaje objetivo de 5% (referencial). Recordemos que este porcentaje es establecido por las razones expuestas en el apartado 2.2 del Capítulo II. Para determinar la participación de las energías renovables en la generación eléctrica (GWh), en los diferentes escenarios, hemos multiplicado dicho porcentaje objetivo (5%) por la demanda de energía eléctrica pronosticada en GWh (Cuadro N°26).

CUADRO N° 28
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE RER (GWH)

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Escenario Bajo	1761	1862	1992	2112	2314	2551	2763	2992	3049	3127	3306
Escenario Medio	1761	1873	2019	2163	2396	2666	2908	3171	3244	3363	3573
Escenario Alto	1761	1896	2058	2221	2468	2753	3017	3306	3411	3563	3836

FUENTE: Elaboración Propia

GRÁFICA N° 9
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA RER (GWH).



FUENTE: Elaboración Propia.

A partir de la primera y Segunda Subasta podremos obtener el total de energía renovable RER (GWh) que operará en los próximos años tomando en cuenta su fecha de puesta en marcha (puesta en operación comercial) de cada proyecto. Este resultado nos determinará la Oferta de Energía Renovable en GWh (producto de la primera y segunda subasta realizada por OSINERGMIN) para el periodo 2011-2021.

TABLA N° 5
TOTAL DE ENERGÍA RER QUE OPERA DESDE EL AÑO 2011

TECNOLOGÍA	PROYECTO	ENERGÍA ADJUDICADA (GWh/año)	FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL
BIOMASA	Central de Cogeneración Paramonga	115	31/03/2010
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	33	01/07/2010
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	29.5	29/05/2009
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Poechos 2	50	27/05/2009
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Roncador	28.1	01/12/2010
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica La Joya	54.7	01/10/2009

Fuente: Elaboración Propia. GART, OSINERGMIN, Energías Renovables

**TABLA N° 5 (CONTINUACIÓN)
TOTAL DE ENERGÍA RER QUE OPERA DESDE EL AÑO 2011**

TECNOLOGÍA	PROYECTO	ENERGÍA ADJUDICADA (GWh/año)	FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Carhuaquero IV	66.5	22/05/2008
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Caña Brava	21.5	19/02/2009
TOTAL		398.3	2011

Fuente: Elaboración Propia. GART, OSINERGMIN, Energías Renovables

**TABLA N° 6
TOTAL DE ENERGÍA RER QUE OPERA DESDE EL AÑO 2012**

TECNOLOGÍA	PROYECTO	ENERGÍA ADJUDICADA (GWh/año)	FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL
BIOMASA	Huaycoloro	28.295	01/07/2011
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Pumacana	9	01/07/2011
TOTAL		37.295	2012

Fuente: Elaboración Propia. GART, OSINERGMIN, Energías Renovables

Notar que la puesta en marcha de cada proyecto ocurre en los últimos meses de cada año, por lo que hemos considerado que para el año siguiente a su fecha de inicio estará en operación los proyectos RER. Para determinar la energía que está operando desde el año 2013 debemos tomar en cuenta también los resultados de la segunda subasta RER.

**TABLA N° 7
TOTAL DE ENERGÍA RER DE LA 2° SUBASTA QUE OPERA DESDE EL AÑO 2013**

TECNOLOGÍA	PROYECTO	ENERGÍA ADJUDICADA (GWh/año)	FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL
HIDROELÉCTRICA	Las Pizarras	85	31/12/2012
TOTAL DE SEGUNDA SUBASTA		85	2013

Fuente: Elaboración Propia. GART, OSINERGMIN, Energías Renovables

TABLA N° 8
TOTAL DE ENERGÍA RER DE LA 1° SUBASTA QUE OPERA DESDE EL AÑO 2013

TECNOLOGÍA	PROYECTO	ENERGÍA ADJUDICADA (GWh/año)	FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL
EÓLICA	Marcona	148.378	01/12/2012
EÓLICA	Central Eólica Talara	119.673	29/06/2012
SOLAR	Panamericana Solar 20TS	50.676	30/06/2012
SOLAR	Majes Solar 20T	37.63	30/06/2012
SOLAR	Repartición Solar 20T	37.44	30/06/2012
SOLAR	Tacna Solar 20T	47.196	30/06/2012
EÓLICA	Central Eólica Cupisnique	302.952	29/06/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	25	01/05/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Yanapampa	28	01/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	42.5	01/04/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	42.5	01/10/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Chancay	143	31/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Angel I	131	31/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Angel II	131	31/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Angel III	131	31/12/2012
HIDROELÉCTRICA	Central Hidroeléctrica Shima	32.9	30/09/2012
TOTAL		1450.845	2013

Fuente: Elaboración Propia. GART, OSINERGMIN, Energías Renovables

TABLA N° 9
TOTAL DE ENERGÍA QUE OPERA DESDE EL AÑO 2013

PROYECTO	ENERGÍA (GWh/año)	OPERACIÓN COMERCIAL
TOTAL DE PRIMERA SUBASTA	85	2013
TOTAL DE SEGUNDA SUBASTA	1450.845	2013
TOTAL	1535.845	2013

Fuente: Elaboración Propia.

Para el año 2011 estarán en operación los proyectos RER que han ingresado al sistema eléctrico los años anteriores (2008,2009 y 2010). Igualmente para el año 2012 estarán en operación los proyectos RER que han ingresado el año 2011. Finalmente para el año 2013 estarán en operación los proyectos RER que han ingreso al sistema en el año 2012.

**CUADRO N° 29
OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE RER (GWH)**

OPERACIÓN	Año										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
COMERCIAL											
desde 2011	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398
desde 2012		38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
desde 2013			1535	1535	1535	1535	1535	1535	1535	1535	1535
Oferta Total	398	436	1971	1971	1971	1971	1971	1971	1971	1971	1971

Fuente: Elaboración Propia.

A partir de la primera y Segunda Subasta hemos obtenido la Demanda de RER insatisfecha (faltante) en los siguientes años, restando el crecimiento de la Demanda de RER menos la Oferta de Energía Renovable (Cuadro N° 29). Por lo tanto el Balance de la Demanda con la Oferta de Energía Renovable (Fórmula N° 5) nos permitirá establecer escenarios para repartir las cuatro tecnologías RER (incluyendo Centrales Hidráulicas inferiores a 20 MW).

**CUADRO N° 30
BALANCE DE LA DEMANDA CON LA OFERTA DE ENERGÍA RENOVABLE (GWH)**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Escenario Bajo	1363	1426	21	140	343	580	791	1021	1078	1155	1334
Escenario Medio	1363	1437	47	192	424	694	936	1200	1272	1392	1602
Escenario Alto	1363	1460	86	249	497	781	1045	1335	1440	1592	1864

Fuente: Elaboración Propia.

Este balance (Cuadro N° 30) nos dirá en que año se tiene que cubrir la demanda faltante de Energía Renovable. Se deberá adjudicar el total de energía faltante en el año más próximo. Esta energía adjudicada estará siendo entregada cada año siguiendo la metodología establecida en el apartado 2.2 del Capítulo II. Así tendremos:

CUADRO N° 31
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ENTREGARSE
ESCENARIO BAJO DE DEMANDA RER

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Balance RER	1363	1426	21	140	343	580	791	1021	1078	1155	1334
1° Adjudic			21	21	21	21	21	21	21	21	21
2° Adjudic				119	119	119	119	119	119	119	119
3° Adjudic					203	203	203	203	203	203	203
4° Adjudic						237	237	237	237	237	237
5° Adjudic							212	212	212	212	212
6° Adjudic								229	229	229	229
7° Adjudic									57	57	57
8° Adjudic										77	77
9° Adjudic											179

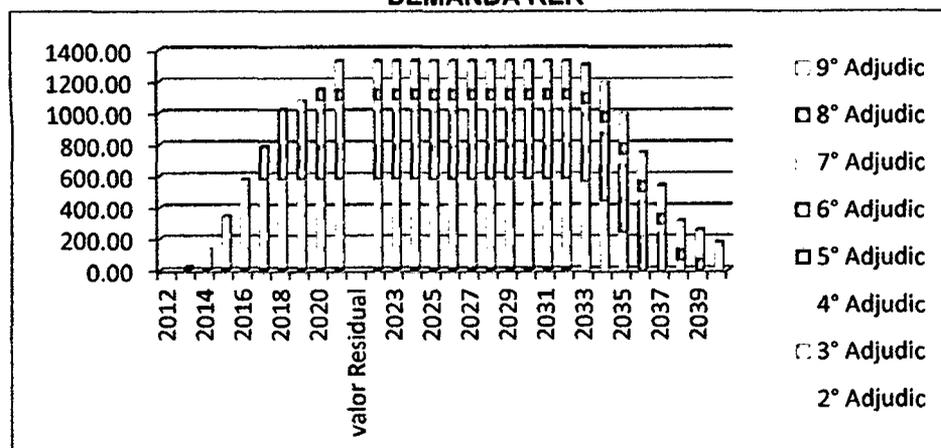
Elaboración Propia.

CUADRO N° 31 (CONTINUACIÓN)
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ENTREGARSE
ESCENARIO BAJO DE DEMANDA RER

Año	2022....2023	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Balance RER										
1° Adjudic	21	21								
2° Adjudic	119	119	119							
3° Adjudic	203	203	203	203						
4° Adjudic	237	237	237	237	237					
5° Adjudic	212	212	212	212	212	212				
6° Adjudic	229	229	229	229	229	229	229			
7° Adjudic	57	57	57	57	57	57	57	57		
8° Adjudic	77	77	77	77	77	77	77	77	77	
9° Adjudic	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179

Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 3
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ENTREGARSE - ESCENARIO BAJO DE
DEMANDA RER



Elaboración Propia.

CUADRO N° 32
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ENTREGARSE
ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA RER

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Balance RER	1363	1437	47	192	424	694	936	1200	1272	1392	1602
1° Adjudic			47	47	47	47	47	47	47	47	47
2° Adjudic				144	144	144	144	144	144	144	144
3° Adjudic					233	233	233	233	233	233	233
4° Adjudic						270	270	270	270	270	270
5° Adjudic							242	242	242	242	242
6° Adjudic								264	264	264	264
7° Adjudic									72	72	72
8° Adjudic										120	120
9° Adjudic											210

Elaboración Propia.

CUADRO N° 32 (CONTINUACIÓN)
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ENTREGARSE
ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA RER

Año	2022....2023	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Balance RER										
1° Adjudic	47	47								
2° Adjudic	144	144	144							
3° Adjudic	233	233	233	233						
4° Adjudic	270	270	270	270	270					
5° Adjudic	242	242	242	242	242	242				
6° Adjudic	264	264	264	264	264	264	264			
7° Adjudic	72	72	72	72	72	72	72	72		
8° Adjudic	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
9° Adjudic	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210

Elaboración Propia.

CUADRO N° 33
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ENTREGARSE
ESCENARIO ALTO DE DEMANDA RER

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Balance RER	1363	1460	86	249	497	781	1045	1335	1440	1592	1864
1° Adjudic			86	86	86	86	86	86	86	86	86
2° Adjudic				163	163	163	163	163	163	163	163
3° Adjudic					247	247	247	247	247	247	247
4° Adjudic						285	285	285	285	285	285
5° Adjudic							264	264	264	264	264
6° Adjudic								289	289	289	289
7° Adjudic									105	105	105
8° Adjudic										152	152
9° Adjudic											273

Elaboración Propia.

**CUADRO N° 33 (CONTINUACIÓN)
ENERGÍA RER (GWh) QUE DEBERÁ ENTREGARSE
ESCENARIO ALTO DE DEMANDA RER**

Año	2022....2023	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Balance RER										
1° Adjudic	86	86								
2° Adjudic	163	163	163							
3° Adjudic	247	247	247	247						
4° Adjudic	285	285	285	285	285					
5° Adjudic	264	264	264	264	264	264				
6° Adjudic	289	289	289	289	289	289	289			
7° Adjudic	105	105	105	105	105	105	105	105		
8° Adjudic	152	152	152	152	152	152	152	152	152	
9° Adjudic	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273

Elaboración Propia.

Podemos notar que en los 3 escenarios no hay entrega de energía RER en los años 2011 y 2012 debido a que dicha energía ya se encuentra operando desde la puesta en marcha de los proyectos adjudicados en la Primera y Segunda Subasta RER. Como hemos dicho en Capítulos anteriores las Subastas realizadas no han podido cubrir la demanda de energía RER que se requería, es por ello que en el balance de la Oferta con la Demanda de Energía RER salen resultados positivos en los años 2011 y 2012.

Para entender este cuadro debemos tener en cuenta que cada adjudicación se hace en periodos anteriores al año de operación. La diagonal (en amarillo) muestra la energía que se debe entregar en cada adjudicación (Programa de Inversiones). Por lo tanto para entregar dicha energía debemos de tener una potencia instalada (MW) un año anterior, es decir debemos instalar una tecnología RER de tal potencia que nos permita entregar la energía requerida. La energía se entregará desde la puesta en operación (diagonal) hasta que el contrato haya finalizado (vida útil del proyecto). Como se puede observar en el Gráfico de Barra N° 3 y en los cuadros mostrados anteriormente hemos supuesto que todas las adjudicaciones tienen un mismo plazo de duración, por lo tanto cada tecnología RER en evaluación tiene una vida útil del proyecto de 20 años en cada adjudicación.

Si queremos hallar la potencia que tenemos que instalar de cada tecnología RER debemos utilizar su factor de planta respectiva (Fórmula N° 6). Para ello tomaremos la Energía RER que deberá adjudicarse anualmente en los distintos escenarios (Cuadro N°31, Cuadro N°32, Cuadro N°33) y los factores de planta de las tecnologías Eólica, Biomasa, la tecnología Solar, Geotérmica y las Centrales Hidráulicas (inferiores a 20MW) respectivamente.

**CUADRO N° 34
PROGRAMA DE INVERSIONES RER Y LA POTENCIA A INSTALAR
POR CADA TECNOLOGÍA – ESCENARIO BAJO**

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Programa RER (GWh)		20.95	119.30	202.51	236.87	211.75	229.33	56.94	77.42	179.20
Mini-Hidro (MW)	3.99	22.70	38.53	45.07	40.29	43.63	10.83	14.73	34.09	
Eólica (MW)	7.97	45.40	77.06	90.13	80.58	87.26	21.67	29.46	68.19	
Solar (MW)	9.57	54.48	92.47	108.16	96.69	104.72	26.00	35.35	81.83	
Biomasa (MW)	2.81	16.02	27.20	31.81	28.44	30.80	7.65	10.40	24.07	
Geotérmica (MW)	2.66	15.13	25.69	30.04	26.86	29.09	7.22	9.82	22.73	

Elaboración Propia.

**CUADRO N° 35
PROGRAMA DE INVERSIONES RER Y LA POTENCIA A INSTALAR
POR CADA TECNOLOGÍA – ESCENARIO MEDIO**

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Programa RER (GWh)		47.48	144.21	232.60	270.01	241.88	263.83	72.46	119.57	210
Mini-Hidro (MW)	9.03	27.44	44.25	51.37	46.02	50.20	13.79	22.75	39.96	
Eólica (MW)	18.07	54.87	88.51	102.74	92.04	100.39	27.57	45.50	79.92	
Solar (MW)	21.68	65.85	106.21	123.29	110.45	120.47	33.08	54.60	95.90	
Biomasa (MW)	6.38	19.37	31.24	36.26	32.48	35.43	9.73	16.06	28.21	
Geotérmica (MW)	6.02	18.29	29.50	34.25	30.68	33.46	9.19	15.17	26.64	

Elaboración Propia.

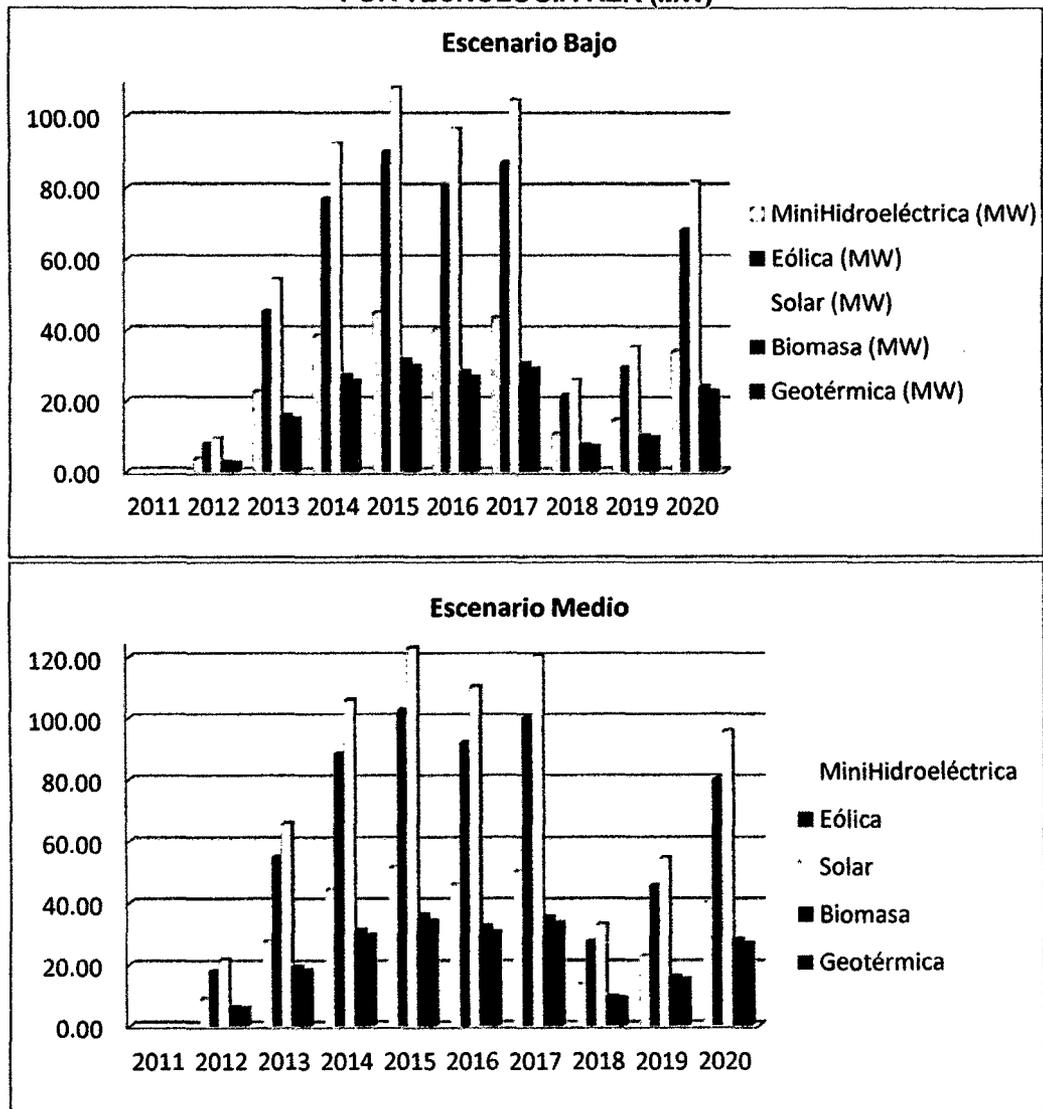
**CUADRO N° 36
PROGRAMA DE INVERSIONES RER Y LA POTENCIA A INSTALAR
POR CADA TECNOLOGÍA – ESCENARIO ALTO**

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Programa RER (GWh)		86.50	162.87	247.42	284.57	263.99	289.30	105.00	151.87	272.82
Mini-Hidro (MW)	16.46	30.99	47.07	54.14	50.23	55.04	19.98	28.89	51.91	
Eólica (MW)	32.91	61.98	94.15	108.29	100.45	110.08	39.95	57.79	103.81	
Solar (MW)	39.50	74.37	112.98	129.94	120.54	132.10	47.95	69.35	124.57	
Biomasa (MW)	11.62	21.87	33.23	38.22	35.45	38.85	14.10	20.40	36.64	
Geotérmica (MW)	10.97	20.66	31.38	36.10	33.48	36.69	13.32	19.26	34.60	

Elaboración Propia.

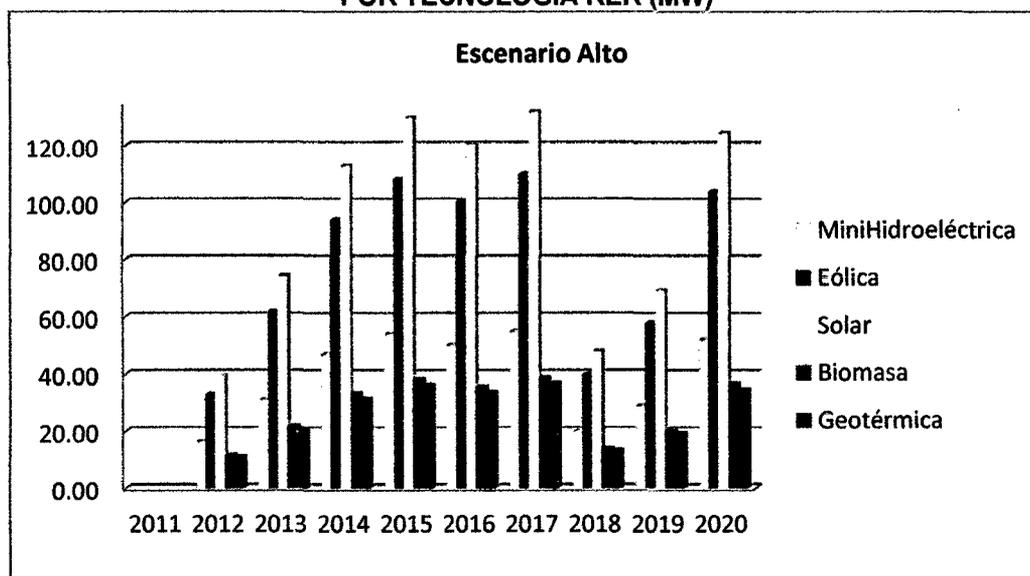
Bajo el modelo de evaluación se considera que la producción eléctrica generada por energía renovable se generaría mediante Plantas Eólicas, utilizando la Biomasa, mediante la tecnología Solar y Geotérmica (incluyendo Centrales Hidráulicas inferiores a 20 MW). Bajo esta premisa hemos considerado 5 alternativas para cada escenario de Demanda insatisfecha (Baja, Media y Alta) teniendo en cuenta que cada tecnología RER cubrirá la Demanda faltante de Energía Renovable RER por separado en el horizonte indicado. Esto nos da un total de 15 escenarios por analizar.

**GRÁFICO DE BARRA N° 4
COMPARACIÓN ESCENARIOS - POTENCIA A INSTALAR
POR TECNOLOGÍA RER (MW)**



FUENTE: Elaboración Propia.

**GRÁFICO DE BARRA Nº 4 (CONTINUACIÓN)
COMPARACIÓN ESCENARIOS - POTENCIA A INSTALAR
POR TECNOLOGÍA RER (MW)**



FUENTE: Elaboración Propia.

En los tres escenarios observamos claramente que se necesita de una mayor potencia instalada de las Plantas Solares para cumplir con la entrega de energía RER en los años de evaluación. Esto es debido al bajo factor de planta en comparación a las otras tecnologías RER. Luego también se necesita una instalación de potencia importante de tecnología Eólicas por las mismas razones. Las demás tecnologías se encuentran relativamente juntas teniendo a las Centrales Mini-Hidroeléctricas como tercera lugar en capacidad instalada.

CAPÍTULO VI
EVALUACIÓN ECONÓMICA RER 2012-2021.

Para realizar la evaluación económica de la implementación de Energías Renovables en el sector eléctrico peruano 2012-2021 primero, determinaremos la inversión Anual de cada tecnología RER en los 3 escenarios planteados multiplicando los Costos Medios de cada tecnología RER (Cuadro N° 15) según el año de instalación RER por la energía que debe entregar dichas tecnologías en cada escenario (Cuadro N°31, Cuadro N°32 y Cuadro N°33) para cubrir la demanda RER insatisfecha. (Fórmula N° 11)

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		1.621	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62
2° Adjudic			9.118	9.118	9.118	9.118	9.118	9.118	9.118	9.118
3° Adjudic				15.328	15.328	15.328	15.328	15.328	15.328	15.328
4° Adjudic					17.788	17.788	17.788	17.788	17.788	17.788
5° Adjudic						15.795	15.795	15.795	15.795	15.795
6° Adjudic							17.006	17.006	17.006	17.006
7° Adjudic								4.201	4.201	4.201
8° Adjudic									5.763	5.763
9° Adjudic										13.284
Inv Total millones \$	VAN Inv 481.263	1.621	10.739	26.067	43.855	59.650	76.656	80.857	86.620	99.904

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que todos los proyectos RER para la generación de energía eléctrica utilizando todas las tecnologías RER tienen una vida útil de 20 años y una tasa de rentabilidad del 12%, por lo que la primera adjudicación finalizará en

el año 2032, la segunda en el año 2033 y así sucesivamente hasta la novena adjudicación que cumple con la entrega de energía hasta el año 2040.

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con Biomasa. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años). Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la implementación de Plantas Cogeneradoras con Biomasa es igual a 481 millones 263 mil dólares.

En este análisis hemos considerado las proyecciones internacionales de las tecnologías renovables (Gráfica N° 3) donde se espera que los costes de la Biomasa se reduzcan a medio y largo plazo en 19%. A lo largo del periodo la inversión en renovables irá disminuyendo conforme a su respectiva curva de aprendizaje.

Escenario Bajo de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Eólica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		2.117	2.117	2.117	2.117	2.117	2.117	2.117	2.117	2.117
2° Adjudic			11.645	11.645	11.645	11.645	11.645	11.645	11.645	11.645
3° Adjudic				19.229	19.229	19.229	19.229	19.229	19.229	19.229
4° Adjudic					21.979	21.979	21.979	21.979	21.979	21.979
5° Adjudic						19.260	19.260	19.260	19.260	19.260
6° Adjudic							20.495	20.495	20.495	20.495
7° Adjudic							5.009	5.009	5.009	5.009
8° Adjudic									7.012	7.012
9° Adjudic										16.028
Inv Total millones \$	VANInv 594.263	2.117	13.762	32.991	54.970	74.230	94.735	99.735	106.747	122.775

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con tecnología Eólica. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años). En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la implementación de turbinas eólicas es igual a 594 millones 125 mil dólares.

Escenario Bajo de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Solar.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74	5.74
2° Adjudic			29.68	29.68	29.68	29.68	29.68	29.68	29.68	29.68
3° Adjudic				46.47	46.47	46.47	46.47	46.47	46.47	46.47
4° Adjudic					50.62	50.62	50.62	50.62	50.62	50.62
5° Adjudic						42.42	42.42	42.42	42.42	42.42
6° Adjudic							43.29	43.29	43.29	43.29
7° Adjudic								10.17	10.17	10.17
8° Adjudic									15.27	15.27
9° Adjudic										33.88
Inv Total millones \$	VAN Inv 1363.778	5.74	35.42	81.89	132.50	174.93	218.22	228.39	243.66	277.54

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con tecnología Solar. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años). Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la implementación de colectores o Paneles Solares es igual a 1363 millones 778 mil dólares.

Escenario Bajo de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidroeléctrica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045
2° Adjudic			5.932	5.932	5.932	5.932	5.932	5.932	5.932	5.932
3° Adjudic				10.048	10.048	10.048	10.048	10.048	10.048	10.048
4° Adjudic					11.732	11.732	11.732	11.732	11.732	11.732
5° Adjudic						10.472	10.472	10.472	10.472	10.472
6° Adjudic							11.326	11.326	11.326	11.326
7° Adjudic								2.809	2.809	2.809
8° Adjudic									3.806	3.806
9° Adjudic										8.800
Inv Total millones \$	VAN Inv 317.328	1.045	6.977	17.025	28.757	39.229	50.555	53.365	57.171	65.971

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica utilizando Centrales Mini-hidroeléctricas tienen una vida útil de 20 años, por lo que la primera adjudicación finalizará en el año 2032, la segunda en el

año 2033 y así sucesivamente hasta la novena adjudicación (finaliza el 2040). El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años) a una tasa de rentabilidad de 12%. Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la construcción de Centrales Mini-Hidroeléctricas de 20MW es igual a 317 millones 328 mil dólares.

Escenario Bajo de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Geotérmica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		1.298	1.298	1.298	1.298	1.298	1.298	1.298	1.298	1.298
2° Adjudic			7.314	7.314	7.314	7.314	7.314	7.314	7.314	7.314
3° Adjudic				12.312	12.312	12.312	12.312	12.312	12.312	12.312
4° Adjudic					14.304	14.304	14.304	14.304	14.304	14.304
5° Adjudic						12.713	12.713	12.713	12.713	12.713
6° Adjudic							13.699	13.699	13.699	13.699
7° Adjudic								3.387	3.387	3.387
8° Adjudic									4.636	4.636
9° Adjudic										10.692
Inv Total millones \$	VAN Inv 386.983	1.298	8.612	20.924	35.228	47.941	61.641	65.027	69.663	80.355

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con tecnología Geotérmica. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años). Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para su construcción es 386 millones 983 mil dólares

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 37
INVERSIONES ANUALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

Inv Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv 481.263	1.621	10.739	26.067	43.855	59.650	76.656	80.857	86.620	99.904
Eólica	VAN Inv 594.263	2.117	13.762	32.991	54.970	74.230	94.735	99.735	106.747	122.775

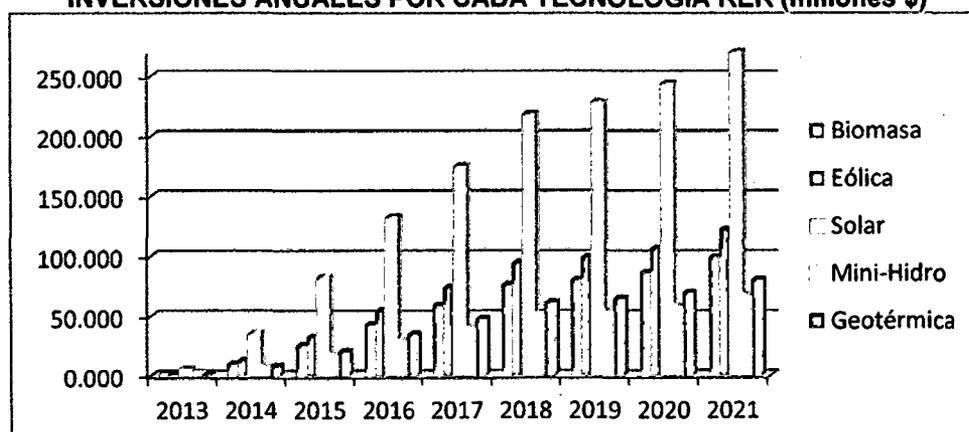
Elaboración Propia.

CUADRO N° 37 (CONTINUACIÓN)
INVERSIONES ANUALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

Inv Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Solar	VAN Inv 1363.778	5.74	35.42	81.89	132.50	174.93	218.22	228.39	243.66	277.54
Mini-Hidro	VAN Inv 317.328	1.045	6.977	17.025	28.757	39.229	50.555	53.365	57.171	65.971
Geotérmica	VAN Inv 386.983	1.298	8.612	20.924	35.228	47.941	61.641	65.027	69.663	80.355

Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 5
INVERSIONES ANUALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (millones \$)



Elaboración Propia.

Notamos que al evaluar las 5 alternativas en un escenario bajo de demanda RER (GWh) hay una mayor inversión anual en Energía Solar, en comparación a las demás tecnologías RER. Esto se debe a su menor factor de planta (cuadro N° 10) y, por ende, a su mayor potencia instalada (Cuadro N° 34). Otro punto importante es el Costo Medio de la tecnología fotovoltaica (Cuadro N° 15) que a pesar de su curva de aprendizaje (Gráfica N° 3) en el horizonte de evaluación (2012-2021) no llega a competir con las otras tecnologías. La inversión anual en Energía Eólica es superior a la inversión anual en Biomasa. No existe una gran diferencia ya que la Biomasa presenta un alto costo variable (Cuadro N° 13). En el Gráfico de Barra N° 5 se observa claramente que la menor inversión anual se da implementando la Mini-hidroeléctrica. El principal motivo es la madurez de su tecnología, como se observa en el Cuadro N°13 presenta los menores costos de inversión (millones \$/MW) y un bajo costo variable (miles\$/Gwh). La geotérmica merece un análisis especial. A

pesar de que se observa como la segunda energía RER más económica, en nuestros datos (Cuadro N° 13) no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (debido principalmente a que no existe una tecnología que realice un buen inventario de las zonas candidatas a ser aptas para su instalación).

Escenario Medio de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		3.746	3.746	3.746	3.746	3.746	3.746	3.746	3.746	3.746
2° Adjudic			11.205	11.205	11.205	11.205	11.205	11.205	11.205	11.205
3° Adjudic				17.874	17.874	17.874	17.874	17.874	17.874	17.874
4° Adjudic					20.571	20.571	20.571	20.571	20.571	20.571
5° Adjudic						18.297	18.297	18.297	18.297	18.297
6° Adjudic							19.836	19.836	19.836	19.836
7° Adjudic								5.419	5.419	5.419
8° Adjudic									8.901	8.901
9° Adjudic										
Inv Total millones \$	VAN Inv 586.990	3.746	14.951	32.826	53.396	71.693	91.529	96.948	105.850	105.850

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que todos los proyectos RER para la generación de energía eléctrica utilizando todas las tecnologías RER tienen una vida útil de 20 años y una tasa de rentabilidad del 12%, por lo que la primera adjudicación finalizará en el año 2032, la segunda en el año 2033 y así sucesivamente hasta la novena adjudicación que cumple con la entrega de energía hasta el año 2040.

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con Biomasa. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años). Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la implementación de Plantas Cogeneradoras con Biomasa es igual a 586 millones 990 mil dólares.

Escenario Medio de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Eólica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		5.064	5.064	5.064	5.064	5.064	5.064	5.064	5.064	5.064
2° Adjudic			14.756	14.756	14.756	14.756	14.756	14.756	14.756	14.756
3° Adjudic				23.084	23.084	23.084	23.084	23.084	23.084	23.084
4° Adjudic					26.152	26.152	26.152	26.152	26.152	26.152
5° Adjudic						22.958	22.958	22.958	22.958	22.958
6° Adjudic							24.604	24.604	24.604	24.604
7° Adjudic								6.653	6.653	6.653
8° Adjudic									10.830	10.830
9° Adjudic										18.785
Inv Total millones \$	VAN Inv 744.422	5.064	19.820	42.904	69.056	92.012	116.62	123.27	134.099	152.884

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con tecnología Eólica.

El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años) a una tasa de rentabilidad de 12%. Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación

En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la implementación de turbinas eólicas es igual a 594 millones 125 mil dólares.

Escenario Medio de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Solar.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		14.94	14.94	14.94	14.94	14.94	14.94	14.94	14.94	14.94
2° Adjudic			40.82	40.82	40.82	40.82	40.82	40.82	40.82	40.82
3° Adjudic				60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61
4° Adjudic					65.65	65.65	65.65	65.65	65.65	65.65
5° Adjudic						55.37	55.37	55.37	55.37	55.37
6° Adjudic							57.22	57.22	57.22	57.22
7° Adjudic								14.96	14.96	14.96
8° Adjudic									23.59	23.59
9° Adjudic										39.70
Inv Total millones \$	VAN Inv 1855.181	14.94	55.76	116.36	182.02	237.39	294.61	309.56	333.15	372.86

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con tecnología Solar. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años) a una tasa de rentabilidad de 12%. Como señalamos en el capítulo II

(Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la implementación de colectores o Paneles Solares es igual a 1855 millones 181 mil dólares.

Escenario Medio de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidroeléctrica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		2.374	2.374	2.374	2.374	2.374	2.374	2.374	2.374	2.374
2° Adjudic			7.179	7.179	7.179	7.179	7.179	7.179	7.179	7.179
3° Adjudic				11.541	11.541	11.541	11.541	11.541	11.541	11.541
4° Adjudic					13.364	13.364	13.364	13.364	13.364	13.364
5° Adjudic						11.947	11.947	11.947	11.947	11.947
6° Adjudic							13.008	13.008	13.008	13.008
7° Adjudic								3.567	3.567	3.567
8° Adjudic									5.879	5.879
9° Adjudic										10.314
Inv Total millones \$	VAN Inv 381.705	2.374	9.553	21.094	34.458	46.405	59.413	62.980	68.859	79.173

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica utilizando Centrales Mini-hidroeléctricas tienen una vida útil de 20 años, por lo que la primera adjudicación finalizará en el año 2032, la segunda en el año 2033 y así sucesivamente hasta la novena adjudicación (finaliza el 2040). El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años) a una tasa de rentabilidad de 12%. Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la construcción de Centrales Mini-Hidroeléctricas de 20MW es igual a 381 millones 705 mil dólares.

Escenario Medio de Demanda de RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Geotérmica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		2.991	2.991	2.991	2.991	2.991	2.991	2.991	2.991	2.991
2° Adjudic			8.964	8.964	8.964	8.964	8.964	8.964	8.964	8.964
3° Adjudic				14.319	14.319	14.319	14.319	14.319	14.319	14.319
4° Adjudic					16.497	16.497	16.497	16.497	16.497	16.497
5° Adjudic						14.687	14.687	14.687	14.687	14.687
6° Adjudic							15.936	15.936	15.936	15.936
7° Adjudic								4.356	4.356	4.356
8° Adjudic									7.160	7.160
9° Adjudic										12.531
Inv Total millones \$	VAN Inv 470.840	2.991	11.955	26.274	42.771	57.459	73.394	77.751	84.911	97.442

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con tecnología Geotérmica. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años) a una tasa de rentabilidad de 12%. Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la construcción de Centrales Geotérmicas es igual a 470 millones 840 mil dólares.

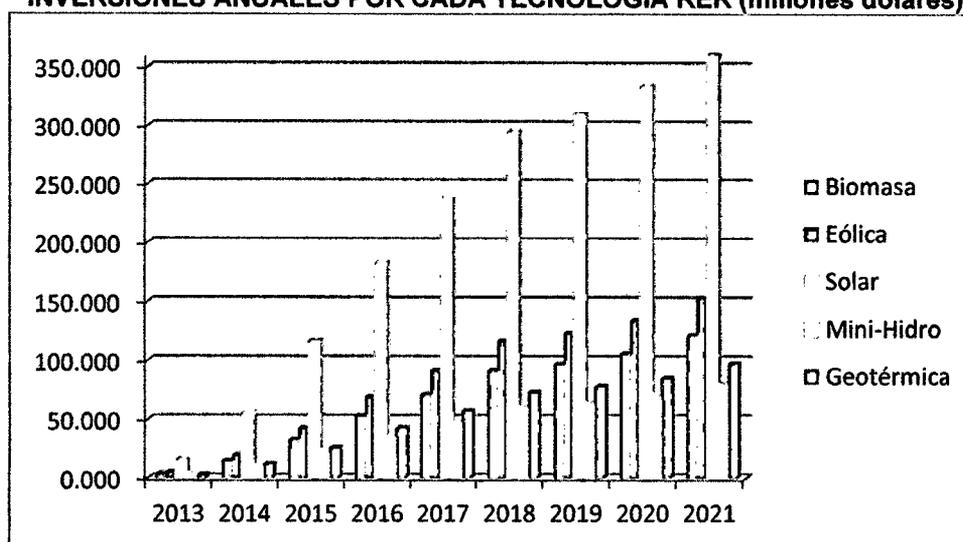
Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 38
INVERSIONES ANUALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (millones dólares)**

Inv Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv 586.990	3.746	14.95	32.826	53.396	71.693	91.529	96.948	105.85	121.42
Eólica	VAN Inv 744.422	5.064	19.82	42.904	69.056	92.012	116.62	123.27	134.09	152.88
Solar	VAN Inv 1855.181	14.94	55.76	116.36	182.02	237.39	294.61	309.56	333.15	372.86
Mini-Hidro	VAN Inv 381.705	2.374	9.553	21.094	34.458	46.405	59.413	62.980	68.859	79.173
Geotérmica	VAN Inv 470.840	2.991	11.95	26.274	42.771	57.459	73.394	77.751	84.911	97.442

Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 6
INVERSIONES ANUALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (millones dólares)



Elaboración Propia.

Notamos que al evaluar las 5 alternativas en un escenario medio de demanda RER (GWh) también hay una mayor inversión anual en Energía Solar, en comparación a las demás tecnologías RER. Como dijimos anteriormente esto se debe a su bajo factor de planta y, por ende, a su mayor potencia instalada. También en este escenario, a pesar de su curva de aprendizaje en el horizonte de evaluación (2012-2021), no llega a competir con las otras tecnologías. La inversión anual en Energía Eólica es superior a la inversión anual en Biomasa. No existe una gran diferencia por que la Biomasa presenta un alto costo variable. En el Gráfico de Barra N° 6 también se observa claramente que la menor inversión anual se da implementando la Mini-hidroeléctrica. El principal motivo es la madurez de su tecnología, ya que presenta los menores costos de inversión y un bajo costo variable, por ende, un menor Costo Medio en comparación a las otras tecnologías RER. En la geotérmica (segunda energía RER más económica) no se ha considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (debido principalmente a que no existe una tecnología que realice un buen inventario de las zonas candidatas a ser aptas para la instalación de Centrales Geotérmicas).

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825
2° Adjudic			12.655	12.655	12.655	12.655	12.655	12.655	12.655	12.655
3° Adjudic				19.014	19.014	19.014	19.014	19.014	19.014	19.014
4° Adjudic					21.680	21.680	21.680	21.680	21.680	21.680
5° Adjudic						19.969	19.969	19.969	19.969	19.969
6° Adjudic							21.752	21.752	21.752	21.752
7° Adjudic								7.853	7.853	7.853
8° Adjudic									11.305	11.305
9° Adjudic										20.224
Inv Total millones \$	VAN Inv 679.774	6.825	19.480	38.494	60.174	80.143	101.895	109.748	121.053	141.277

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica utilizando las tecnologías RER tienen una vida útil de 20 años y una tasa de rentabilidad del 12%, por lo que podemos hallar un valor residual para cada adjudicación en el año 2022 que actualice las inversiones de los años siguientes a nuestro periodo de evaluación 2012-2021.

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con Biomasa. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años) a una tasa de rentabilidad de 12%. Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la inversión va a depender de la energía entregada en los años de operación. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales es 679 millones 774 mil dólares.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Eólica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		9.226	9.226	9.226	9.226	9.226	9.226	9.226	9.226	9.226
2° Adjudic			16.665	16.665	16.665	16.665	16.665	16.665	16.665	16.665
3° Adjudic				24.555	24.555	24.555	24.555	24.555	24.555	24.555
4° Adjudic					27.563	27.563	27.563	27.563	27.563	27.563
5° Adjudic						25.054	25.054	25.054	25.054	25.054
6° Adjudic							26.980	26.980	26.980	26.980
7° Adjudic								9.642	9.642	9.642
8° Adjudic									13.755	13.755
9° Adjudic										24.401
Inv Total millones \$	VAN Inv 862.669	9.226	25.891	50.446	78.009	103.063	130.043	139.685	153.440	177.841

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con tecnología Eólica. El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años). En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la implementación de turbinas eólicas es igual a 862 millones 669 mil dólares.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Solar.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		27.22	27.22	27.22	27.22	27.22	27.22	27.22	27.22	27.22
2° Adjudic			46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10	46.10
3° Adjudic				64.47	64.47	64.47	64.47	64.47	64.47	64.47
4° Adjudic					69.19	69.19	69.19	69.19	69.19	69.19
5° Adjudic						60.43	60.43	60.43	60.43	60.43
6° Adjudic							62.74	62.74	62.74	62.74
7° Adjudic								21.68	21.68	21.68
8° Adjudic									29.96	29.96
9° Adjudic										51.57
Inv Total millones \$	VAN Inv 2154.155	27.22	73.32	137.79	206.98	267.41	330.16	351.83	381.79	433.37

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con tecnología Solar. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la implementación de Paneles Solares es 2154 millones 155 mil dólares (vida útil de 20 años y una tasa de 12%).

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidroeléctrica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		4.326	4.326	4.326	4.326	4.326	4.326	4.326	4.326	4.326
2° Adjudic			8.108	8.108	8.108	8.108	8.108	8.108	8.108	8.108
3° Adjudic				12.277	12.277	12.277	12.277	12.277	12.277	12.277
4° Adjudic					14.085	14.085	14.085	14.085	14.085	14.085
5° Adjudic						13.039	13.039	13.039	13.039	13.039
6° Adjudic							14.264	14.264	14.264	14.264
7° Adjudic								5.169	5.169	5.169
8° Adjudic									7.467	7.467
9° Adjudic										13.397
Inv Total millones \$	VAN Inv 441.925	4.326	12.433	24.710	38.795	51.834	66.098	71.267	78.734	92.131

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica utilizando Centrales Mini-hidroeléctricas tienen una vida útil de 20 años, por lo que la primera adjudicación finalizará en el año 2032, la segunda en el año 2033 y así sucesivamente hasta la novena adjudicación (finaliza el 2040). El costo total de inversión en cada adjudicación ha sido repartido en la vida útil del proyecto (20 años) a una tasa del 12%. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para la construcción de Mini Centrales de 20MW es igual a 441 millones 925 mil dólares.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con tecnología Geotérmica.

Costo Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		5.449	5.449	5.449	5.449	5.449	5.449	5.449	5.449	5.449
2° Adjudic			10.124	10.124	10.124	10.124	10.124	10.124	10.124	10.124
3° Adjudic				15.232	15.232	15.232	15.232	15.232	15.232	15.232
4° Adjudic					17.387	17.387	17.387	17.387	17.387	17.387
5° Adjudic						16.030	16.030	16.030	16.030	16.030
6° Adjudic							17.474	17.474	17.474	17.474
7° Adjudic								6.313	6.313	6.313
8° Adjudic									9.094	9.094
9° Adjudic										16.277
Inv Total millones \$	VAN Inv 545.238	5.449	15.573	30.805	48.192	64.222	81.696	88.009	97.104	113.381

En esta alternativa la demanda de energía RER faltante es cubierta con Centrales Geotérmicas. En esta alternativa el valor presente de las inversiones anuales para su construcción es 545 millones 238 mil dólares (vida útil de 20 años y una tasa de 12%).

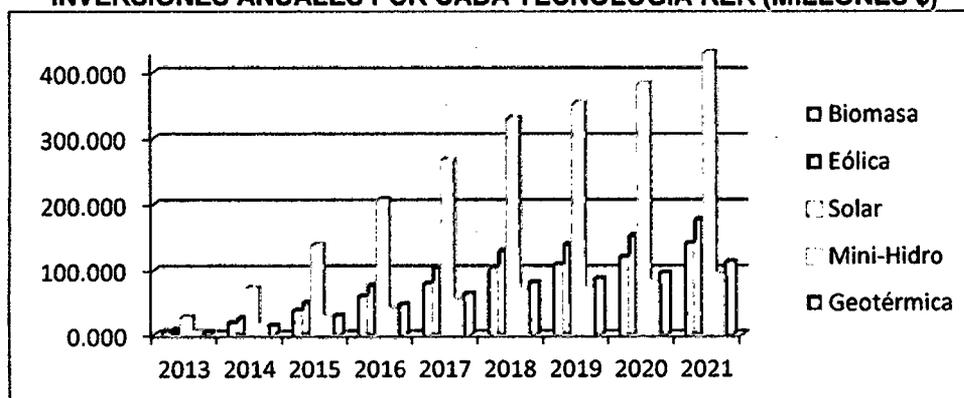
Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 39
PROGRAMA TOTAL DE INVERSIONES POR CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

Inv Total millones \$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv 679.774	6.825	19.48	38.494	60.174	80.143	101.90	109.75	121.053	141.28
Eólica	VAN Inv 862.669	9.226	25.89	50.446	78.009	103.06	130.04	139.69	153.44	177.84
Solar	VAN Inv 2154.155	27.21	73.31	137.78	206.98	267.41	330.16	351.84	381.79	433.37
Mini-Hidro	VAN Inv 441.925	4.326	12.43	24.710	38.795	51.834	66.098	71.267	78.734	92.13
Geotérmica	VAN Inv 545.238	5.449	15.57	30.805	48.192	64.222	81.696	88.009	97.104	113.38

Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 7
INVERSIONES ANUALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)



Elaboración Propia.

Notamos que al evaluar las 5 alternativas en un escenario alto de demanda RER (GWh) también hay una mayor inversión anual en Energía Solar, en comparación a las demás tecnologías RER, debido a su bajo factor de planta y, por ende, a su mayor potencia instalada. También en este escenario, a pesar de su curva de aprendizaje en el horizonte de evaluación (2012-2021), la Energía Solar no llega a competir con las otras tecnologías. Con respecto a la Energía Eólica su inversión anual es superior a la Biomasa, a pesar de que esta última utiliza una potencia instalada mucho menor debido a su alto factor de planta

(0,85). No existe una gran diferencia en sus inversiones anuales ya que la Biomasa presenta un alto costo variable (45 millones dólares por GWh). En el Gráfico de Barra N° 7 también se observa que la menor inversión anual se da implementando la Mini-hidroeléctrica, debido a la madurez de su tecnología, ya que presenta los menores costos de inversión (1,9 millones de dólares por MW instalado) y un bajo costo variable (2 miles dólares por Gwh generado), por ende, un menor Costo Medio en comparación a las otras tecnologías RER. La geotérmica, como dijimos anteriormente, merece un análisis especial. A pesar de que se observa como la segunda energía RER más económica, no se ha considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (debido a la falta de inventario de las zonas candidatas a ser aptas para su instalación).

La evaluación anterior ha sido solamente con respecto a los costos totales (Inversiones anuales) provenientes de la multiplicación de la producción de Energía RER adjudicada por los Costos Medio (costo de inversión y costos variables). La segunda parte consiste en determinar los ingresos indirectos provenientes de la venta de derechos de emisión de carbono (reducción anual de CO₂). Para ello determinaremos la reducción de CO₂ por GWh generado por cada tecnología RER. Si lo multiplicamos por la energía que se necesita para cubrir la demanda en los tres escenarios (Cuadro N°31, Cuadro N°32 y Cuadro N°33) podremos hallar la reducción de emisiones CO₂ en toneladas. (Fórmula N° 12)

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Reducción Ton CO ₂	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		7561	7561	7561	7561	7561	7561	7561	7561	7561
2° Adjudic			43050	43050	43050	43050	43050	43050	43050	43050
3° Adjudic				73072	73072	73072	73072	73072	73072	73072
4° Adjudic					85473	85473	85473	85473	85473	85473
5° Adjudic						76409	76409	76409	76409	76409
6° Adjudic							82751	82751	82751	82751
7° Adjudic								20548	20548	20548
8° Adjudic									27937	27937
9° Adjudic										64664
Reduc Total Ton CO ₂		7561	50611	123684	209157	285565	368316	388864	416800	481464

La tecnología con Biomasa no tiene una emisión significativa de toneladas de CO2 por GWh (cuadro N° 16). Por cada GWh generado por tecnología RER se sustituye un GWh producido por Combustible Fósiles, por lo tanto se reducirá anualmente 360,842 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la tecnología con Biomasa.

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica utilizando tecnologías RER tienen una vida útil de 20 años, por lo que la primera adjudicación reducirá sus toneladas de CO2 hasta el año 2032, la segunda hasta el año 2033 y así sucesivamente hasta la novena adjudicación que entrega energía hasta el año 2040. Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la reducción de CO2 va a depender de la energía entregada en los años de operación

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=89.892	0.180	1.333	3.567	6.553	9.664	13.381	15.103	17.226	19.899
Precio Medio	VAN Bonos CO2=73.294	0.164	1.181	3.092	5.578	8.090	11.049	12.315	13.892	16.047
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=46.276	0.151	1.012	2.474	4.183	5.711	7.366	7.777	8.336	9.629

Tomando en cuenta la proyección del precio del derecho de emisión de CO2 en dólares por tonelada de CO2 (Cuadro N° 19) se ha obtenido los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión (Bonos) de carbono en cada escenario (Bajo, Medio y Alto).

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 89 millones 892 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 73 millones 294 mil dólares tomando un precio medio y 46 millones 276 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		7406	7406	7406	7406	7406	7406	7406	7406	7406
2° Adjudic			42167	42167	42167	42167	42167	42167	42167	42167
3° Adjudic				71574	71574	71574	71574	71574	71574	71574
4° Adjudic					83720	83720	83720	83720	83720	83720
5° Adjudic						74842	74842	74842	74842	74842
6° Adjudic							81054	81054	81054	81054
7° Adjudic								20126	20126	20126
8° Adjudic									27364	27364
9° Adjudic										63338
Reduc Total Ton CO2		7406	49573	121147	204867	279709	360763	380889	408253	471590

La tecnología Eólica tiene una emisión de 7.4 toneladas de CO2 por GWh (cuadro N° 16).

Por cada GWh RER se sustituye un GWh producido por Combustible Fósiles, por lo tanto se reducirá anualmente 353,442 toneladas de CO2 por GWh generado por la Eólica.

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica utilizando tecnologías RER tienen una vida útil de 20 años, por lo que la primera adjudicación reducirá sus toneladas de CO2 hasta el año 2032, la segunda hasta el año 2033 y así sucesivamente hasta la novena adjudicación (2040). La reducción de CO2 va a depender de la energía entregada en los años de operación

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=88.049	0.177	1.305	3.494	6.418	9.465	13.107	14.794	16.873	19.491
Precio Medio	VAN Bonos CO2=71.791	0.160	1.157	3.029	5.464	7.924	10.823	12.063	13.607	15.718
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=45.327	0.148	0.991	2.423	4.097	5.594	7.215	7.618	8.165	9.432

Tomando en cuenta la proyección del precio del derecho de emisión de CO2 en dólares por tonelada de CO2 (Cuadro N° 19) se ha obtenido los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión (Bonos) de carbono en cada escenario (Bajo, Medio y Alto).

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 88 millones 049 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 71 millones 791 mil dólares tomando un precio medio y 45 millones 327 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		7438	7438	7438	7438	7438	7438	7438	7438	7438
2° Adjudic			42346	42346	42346	42346	42346	42346	42346	42346
3° Adjudic				71878	71878	71878	71878	71878	71878	71878
4° Adjudic					84075	84075	84075	84075	84075	84075
5° Adjudic						75159	75159	75159	75159	75159
6° Adjudic							81398	81398	81398	81398
7° Adjudic								20212	20212	20212
8° Adjudic									27480	27480
9° Adjudic										63607
Reduc Total Ton CO2		7438	49784	121661	205737	280896	362294	382505	409985	473592

La tecnología Solar tiene una emisión de 5.9 toneladas de CO2 por GWh (cuadro N° 16). Por cada GWh RER se sustituye un GWh producido por Combustible Fósiles, por lo tanto se reducirá anualmente 354,942 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la Solar.

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=88.422	0.177	1.311	3.509	6.446	9.506	13.162	14.857	16.945	19.574
Precio Medio	VAN Bonos CO2=72.096	0.161	1.161	3.042	5.487	7.958	10.869	12.114	13.665	15.785
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=45.519	0.149	0.996	2.433	4.115	5.618	7.246	7.650	8.200	9.472

Tomando en cuenta la proyección del precio del derecho de emisión de CO2 en dólares por tonelada de CO2 (Cuadro N° 19) se ha obtenido los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión (Bonos) de carbono en cada escenario (Bajo, Medio y Alto). Hemos considerado que las 9 adjudicaciones con tecnología Solar tienen una vida útil de 20 años.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		7423	7423	7423	7423	7423	7423	7423	7423	7423
2° Adjudic			42263	42263	42263	42263	42263	42263	42263	42263
3° Adjudic				71736	71736	71736	71736	71736	71736	71736
4° Adjudic					83909	83909	83909	83909	83909	83909
5° Adjudic						75011	75011	75011	75011	75011
6° Adjudic							81237	81237	81237	81237
7° Adjudic								20172	20172	20172
8° Adjudic									27426	27426
9° Adjudic										63481
Reduc Total Ton CO2		7423	49686	121422	205331	280342	361579	381751	409177	472658

La Central Mini-Hidroeléctrica tiene una emisión de 6.6 toneladas de CO2 por GWh (cuadro N° 16). Por cada GWh RER se sustituye un GWh producido por Combustible Fósiles, por lo tanto se reducirá anualmente 354,242 toneladas de CO2 por cada GWh.

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que los proyectos RER para la generación de energía eléctrica con Mini-Hidroeléctrica (menor a 20 MW) tienen una vida útil de 20 años, por lo que la primera adjudicación reducirá sus toneladas de CO2 hasta el año 2032, la segunda hasta el año 2033 y así hasta la novena adjudicación (año 2040). La reducción de CO2 va a depender de la energía entregada en los años de operación

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=88.248	0.177	1.308	3.502	6.433	9.487	13.136	14.827	16.911	19.535
Precio Medio	VAN Bonos CO2=71.954	0.161	1.159	3.036	5.476	7.942	10.847	12.090	13.638	15.754
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=45.429	0.148	0.994	2.428	4.107	5.607	7.232	7.635	8.184	9.453

Tomando en cuenta la proyección del precio del derecho de emisión de CO2 en dólares por tonelada de CO2 (Cuadro N° 19) se ha obtenido los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión (Bonos) de carbono en cada escenario (Bajo, Medio y Alto). En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 88 millones 248 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de

emisión alto, 71 millones 954 mil dólares tomando un precio medio y 45 millones 429 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		6371	6371	6371	6371	6371	6371	6371	6371	6371
2° Adjudic			36274	36274	36274	36274	36274	36274	36274	36274
3° Adjudic				61570	61570	61570	61570	61570	61570	61570
4° Adjudic					72018	72018	72018	72018	72018	72018
5° Adjudic						64381	64381	64381	64381	64381
6° Adjudic							69725	69725	69725	69725
7° Adjudic								17313	17313	17313
8° Adjudic									23539	23539
9° Adjudic										54485
Reduc Total Ton CO2		6371	42645	104215	176233	240614	310340	327653	351192	405677

La tecnología Geotérmica tiene una emisión de 56.8 toneladas de CO2 por GWh (cuadro N°16). Por cada GWh generado por tecnología RER se sustituye un GWh producido por Combustible Fósiles, por lo tanto se reducirá anualmente 304,042 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la tecnología Geotérmica.

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=75.742	0.152	1.123	3.006	5.521	8.142	11.275	12.726	14.515	16.767
Precio Medio	VAN Bonos CO2=61.757	0.138	0.995	2.605	4.700	6.817	9.310	10.377	11.705	13.521
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=38.992	0.127	0.853	2.084	3.525	4.812	6.207	6.553	7.024	8.114

Tomando en cuenta la proyección del precio del derecho de emisión de CO2 en dólares por tonelada de CO2 (Cuadro N° 19) se ha obtenido los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión (Bonos) de carbono en cada escenario (Bajo, Medio y Alto).

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 40
INGRESOS INDIRECTOS POR BONOS DE CARBONO
PARA CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

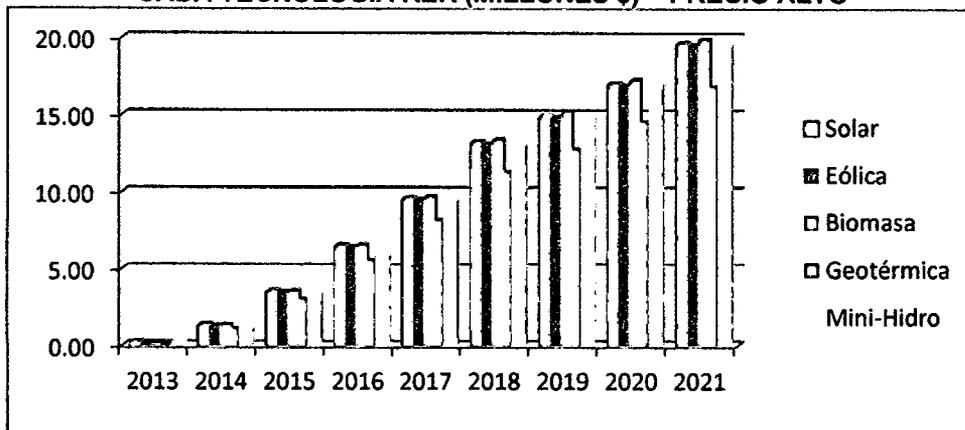
Inv Total millones \$	Precio Alto de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=89.892	0.180	1.333	3.567	6.553	9.664	13.381	15.103	17.226	19.899
Eólica	VAN Bonos CO2=88.049	0.177	1.305	3.494	6.418	9.465	13.107	14.794	16.873	19.491
Solar	VAN Bonos CO2=88.422	0.177	1.311	3.509	6.446	9.506	13.162	14.857	16.945	19.574
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=88.248	0.177	1.308	3.502	6.433	9.487	13.136	14.827	16.911	19.535
Geotérmica	VAN Bonos CO2=75.742	0.152	1.123	3.006	5.521	8.142	11.275	12.726	14.515	16.767

Inv Total millones \$	Precio Medio de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=73.294	0.164	1.181	3.092	5.578	8.090	11.049	12.315	13.892	16.047
Eólica	VAN Bonos CO2=71.791	0.160	1.157	3.029	5.464	7.924	10.823	12.063	13.607	15.718
Solar	VAN Bonos CO2=72.096	0.161	1.161	3.042	5.487	7.958	10.869	12.114	13.665	15.785
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=71.954	0.161	1.159	3.036	5.476	7.942	10.847	12.090	13.638	15.754
Geotérmica	VAN Bonos CO2=61.757	0.138	0.995	2.605	4.700	6.817	9.310	10.377	11.705	13.521

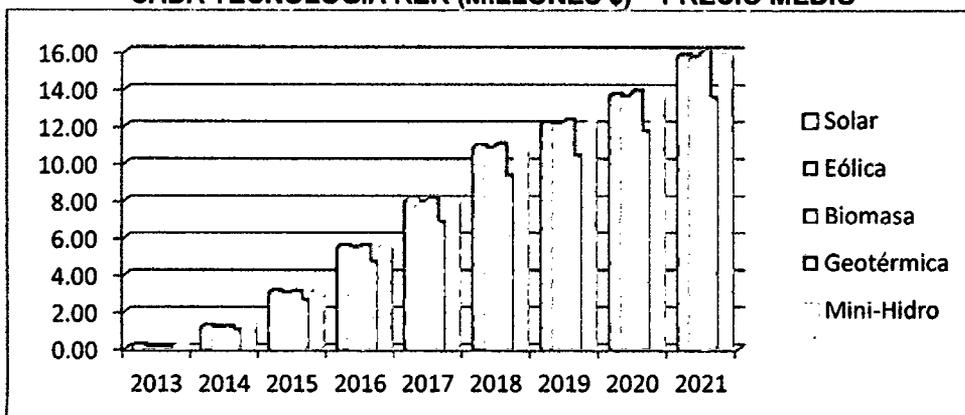
Inv Total millones \$	Precio Bajo de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=46.276	0.151	1.012	2.474	4.183	5.711	7.366	7.777	8.336	9.629
Eólica	VAN Bonos CO2=45.327	0.148	0.991	2.423	4.097	5.594	7.215	7.618	8.165	9.432
Solar	VAN Bonos CO2=45.519	0.149	0.996	2.433	4.115	5.618	7.246	7.650	8.200	9.472
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=45.429	0.148	0.994	2.428	4.107	5.607	7.232	7.635	8.184	9.453
Geotérmica	VAN Bonos CO2=38.992	0.127	0.853	2.084	3.525	4.812	6.207	6.553	7.024	8.114

Elaboración Propia.

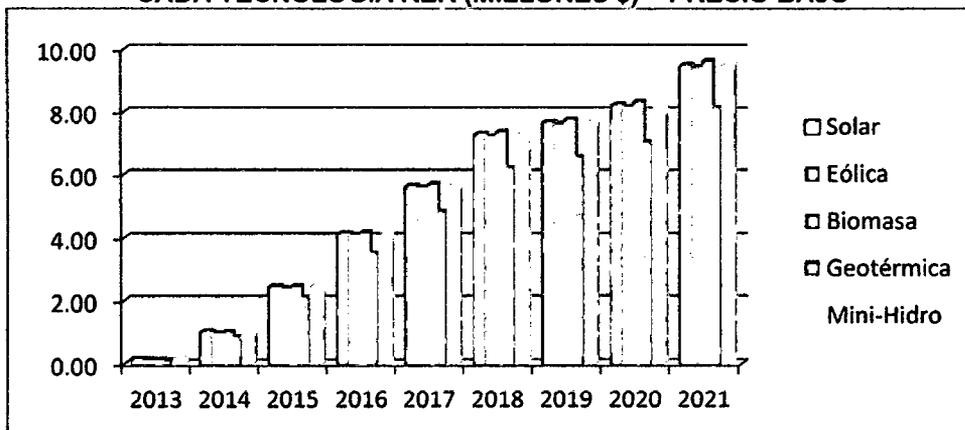
**GRÁFICO DE BARRA N° 8
INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO**



**INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO**



**INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO**



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyección del precio del derecho de emisión de CO2 alta, medio y bajo (en dólares por tonelada de CO2) podemos observar un ingreso indirecto ligeramente mayor utilizando la Biomasa, proveniente de la venta de bonos de carbono, en comparación a las demás tecnologías RER, debido a su poca emisión de CO2 y, por ende, a su mayor reducción de emisión de CO2 (por la sustitución de combustibles fósiles). La Geotérmica presenta los menores ingresos indirectos anuales por su menor reducción en la emisión de CO2. Las Centrales Mini-Hidroeléctricas, las Plantas Eólicas y Paneles Solares presentan similares ingresos por la venta de bonos.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		17132	17132	17132	17132	17132	17132	17132	17132	17132
2° Adjudic			52037	52037	52037	52037	52037	52037	52037	52037
3° Adjudic				83930	83930	83930	83930	83930	83930	83930
4° Adjudic					97430	97430	97430	97430	97430	97430
5° Adjudic						87280	87280	87280	87280	87280
6° Adjudic							95199	95199	95199	95199
7° Adjudic								26145	26145	26145
8° Adjudic									43147	43147
9° Adjudic										75787
Reduc Total Ton CO2		17132	69169	153099	250530	337809	433009	459154	502300	578087

Como vimos anteriormente en la primera alternativa del escenario de demanda baja de RER, en este escenario se reducirá anualmente 360,842 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la tecnología con Biomasa. También hemos considerado que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica utilizando tecnologías RER tienen una vida útil de 20 años. Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la reducción de CO2 va a depender de la energía entregada en los años de operación

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=107.963	0.408	1.821	4.415	7.849	11.431	15.731	17.834	20.760	23.892
Precio Medio	VAN Bonos CO2=88.057	0.371	1.614	3.827	6.682	9.570	12.990	14.541	16.742	19.268
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=55.679	0.343	1.383	3.062	5.011	6.756	8.660	9.183	10.046	11.562

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 107 millones 963 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 88 millones 057 mil dólares tomando un precio medio y 55 millones 679 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		16781	16781	16781	16781	16781	16781	16781	16781	16781
2° Adjudic			50970	50970	50970	50970	50970	50970	50970	50970
3° Adjudic				82209	82209	82209	82209	82209	82209	82209
4° Adjudic					95432	95432	95432	95432	95432	95432
5° Adjudic						85490	85490	85490	85490	85490
6° Adjudic							93247	93247	93247	93247
7° Adjudic								25609	25609	25609
8° Adjudic									42262	42262
9° Adjudic										74233
Reduc Total Ton CO2		16781	67751	149960	245392	330882	424129	449737	491999	566232

Como vimos anteriormente en la segunda alternativa del escenario de demanda baja de RER, en este escenario se reducirá anualmente 353,442 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la tecnología Eólica. Esta reducción va a depender de la cantidad de energía que es generada anualmente por la Eólica durante su operación. Las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica RER también tienen una vida útil de 20 años.

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=105.748	0.400	1.784	4.325	7.688	11.197	15.409	17.468	20.334	23.402
Precio Medio	VAN Bonos CO2=86.251	0.408	1.821	4.415	7.849	11.431	15.731	17.834	20.760	23.892
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=54.537	0.34	1.53	3.72	6.61	9.63	13.25	15.03	17.49	20.13

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 105 millones 748 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 86 millones 251 mil dólares tomando un precio medio y 54 millones 537 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852
2° Adjudic			51186	51186	51186	51186	51186	51186	51186	51186
3° Adjudic				82558	82558	82558	82558	82558	82558	82558
4° Adjudic					95837	95837	95837	95837	95837	95837
5° Adjudic						85853	85853	85853	85853	85853
6° Adjudic							93643	93643	93643	93643
7° Adjudic								25717	25717	25717
8° Adjudic									42441	42441
9° Adjudic										74548
Reduc Total Ton CO2		16852	68038	150596	246433	332286	425929	451646	494087	568635

Como vimos anteriormente en la tercera alternativa del escenario de demanda baja de RER, en este escenario se reducirá anualmente 354,942 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la tecnología Solar. Esta reducción va a depender de la cantidad de energía que es generada anualmente por la Eólica durante su operación. Las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica RER también tienen una vida útil de 20 años.

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=106.197	0.402	1.791	4.343	7.721	11.245	15.474	17.542	20.421	23.502
Precio Medio	VAN Bonos CO2=86.617	0.365	1.587	3.765	6.572	9.414	12.778	14.304	16.468	18.953
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=54.768	0.337	1.361	3.012	4.929	6.646	8.519	9.033	9.882	11.373

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 106 millones 197 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 86 millones 617 mil dólares tomando un precio medio y 54 millones 768 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		16819	16819	16819	16819	16819	16819	16819	16819	16819
2° Adjudic			51085	51085	51085	51085	51085	51085	51085	51085
3° Adjudic				82395	82395	82395	82395	82395	82395	82395
4° Adjudic					95648	95648	95648	95648	95648	95648
5° Adjudic						85683	85683	85683	85683	85683
6° Adjudic							93458	93458	93458	93458
7° Adjudic								25667	25667	25667
8° Adjudic									42358	42358
9° Adjudic										74401
Reduc Total Ton CO2		16819	67904	150299	245947	331631	425089	450755	493113	567514

La Central Mini-Hidroeléctrica tiene una emisión de 6.6 toneladas de CO2 por GWh (cuadro N° 16). Por cada GWh RER se sustituye un GWh producido por Combustible Fósiles, por lo tanto se reducirá anualmente 354,242 toneladas de CO2 por cada GWh.

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que los proyectos RER para la generación de energía eléctrica con Mini-Hidroeléctrica (menor a 20 MW) tienen una vida útil de 20 años, por lo que la primera adjudicación reducirá sus toneladas de CO2 hasta el año 2032, la segunda hasta el año 2033 y así hasta la novena adjudicación (año 2040). La reducción de CO2 va a depender de la energía entregada en los años de operación

Bonos CO2 millones\$		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=105.988		0.401	1.788	4.335	7.706	11.222	15.443	17.507	20.380	23.455
Precio Medio	VAN Bonos CO2=86.446		0.364	1.584	3.757	6.559	9.395	12.753	14.275	16.435	18.915
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=54.660		0.336	1.358	3.006	4.919	6.633	8.502	9.015	9.862	11.350

Tomando en cuenta la proyección del precio del derecho de emisión de CO2 en dólares por tonelada de CO2 (Cuadro N° 19) se ha obtenido los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión (Bonos) de carbono en cada escenario (Bajo, Medio y Alto).

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 105 millones 988 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 86 millones 446 mil dólares tomando un precio medio y 54 millones 660 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		14436	14436	14436	14436	14436	14436	14436	14436	14436
2° Adjudic			43846	43846	43846	43846	43846	43846	43846	43846
3° Adjudic				70719	70719	70719	70719	70719	70719	70719
4° Adjudic					82094	82094	82094	82094	82094	82094
5° Adjudic						73541	73541	73541	73541	73541
6° Adjudic							80214	80214	80214	80214
7° Adjudic								22029	22029	22029
8° Adjudic									36355	36355
9° Adjudic										63857
Reduc Total Ton CO2		14436	58281	129000	211094	284635	364849	386878	423233	487091

Como vimos anteriormente en la quinta alternativa del escenario de demanda baja de RER, en este escenario se reducirá anualmente 304,042 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la Central Geotérmica. Esta reducción va a depender de la cantidad de energía que es generada anualmente por la Eólica durante su operación. Las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica RER tienen una vida útil de 20 años.

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=90.968	0.344	1.535	3.720	6.614	9.632	13.255	15.026	17.492	20.131
Precio Medio	VAN Bonos CO2=74.196	0.313	1.360	3.225	5.630	8.064	10.945	12.252	14.106	16.235
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=46.914	0.289	1.166	2.580	4.222	5.693	7.297	7.738	8.465	9.742

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 90 millones 968 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 74 millones 196 mil dólares tomando un precio medio y 46 millones 914 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 41
INGRESOS INDIRECTOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

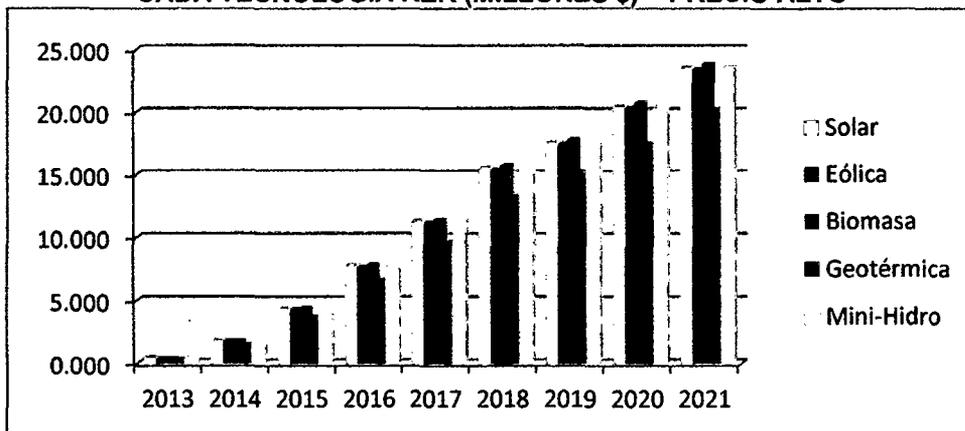
Inv Total millones \$	Precio Alto de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=107.963	0.408	1.821	4.415	7.849	11.431	15.731	17.834	20.760	23.892
Eólica	VAN Bonos CO2=105.748	0.400	1.784	4.325	7.688	11.197	15.409	17.468	20.334	23.402
Solar	VAN Bonos CO2=106.197	0.402	1.791	4.343	7.721	11.245	15.474	17.542	20.421	23.502
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=105.988	0.401	1.788	4.335	7.706	11.222	15.443	17.507	20.380	23.455
Geotérmica	VAN Bonos CO2=90.968	0.344	1.535	3.720	6.614	9.632	13.255	15.026	17.492	20.131

Inv Total millones \$	Precio Medio de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=88.057	0.371	1.614	3.827	6.682	9.570	12.990	14.541	16.742	19.268
Eólica	VAN Bonos CO2=86.251	0.364	1.581	3.749	6.545	9.374	12.724	14.243	16.398	18.873
Solar	VAN Bonos CO2=86.617	0.365	1.587	3.765	6.572	9.414	12.778	14.304	16.468	18.953
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=86.446	0.364	1.584	3.757	6.559	9.395	12.753	14.275	16.435	18.915
Geotérmica	VAN Bonos CO2=74.196	0.313	1.360	3.225	5.630	8.064	10.945	12.252	14.106	16.235

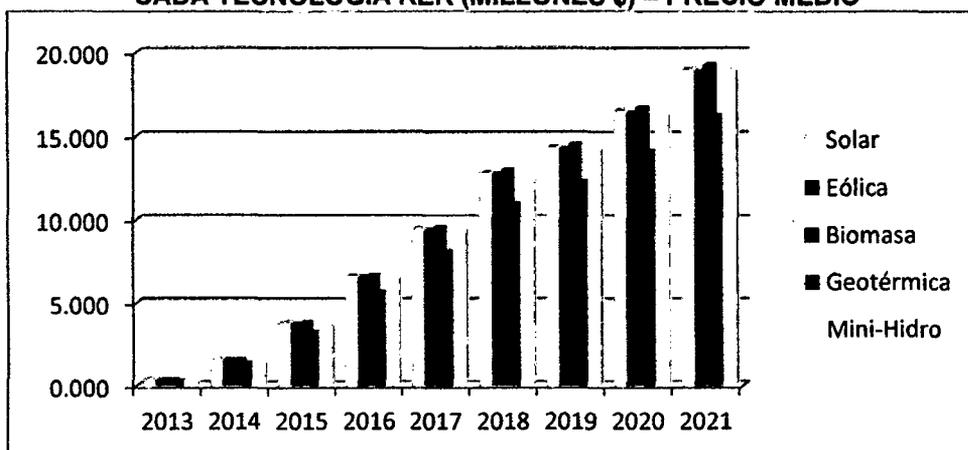
Inv Total millones \$	Precio Bajo de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=55.679	0.343	1.383	3.062	5.011	6.756	8.660	9.183	10.046	11.562
Eólica	VAN Bonos CO2=54.537	0.336	1.355	2.999	4.908	6.618	8.483	8.995	9.840	11.325
Solar	VAN Bonos CO2=54.768	0.337	1.361	3.012	4.929	6.646	8.519	9.033	9.882	11.373
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=54.660	0.336	1.358	3.006	4.919	6.633	8.502	9.015	9.862	11.350
Geotérmica	VAN Bonos CO2=46.914	0.289	1.166	2.580	4.222	5.693	7.297	7.738	8.465	9.742

Elaboración Propia.

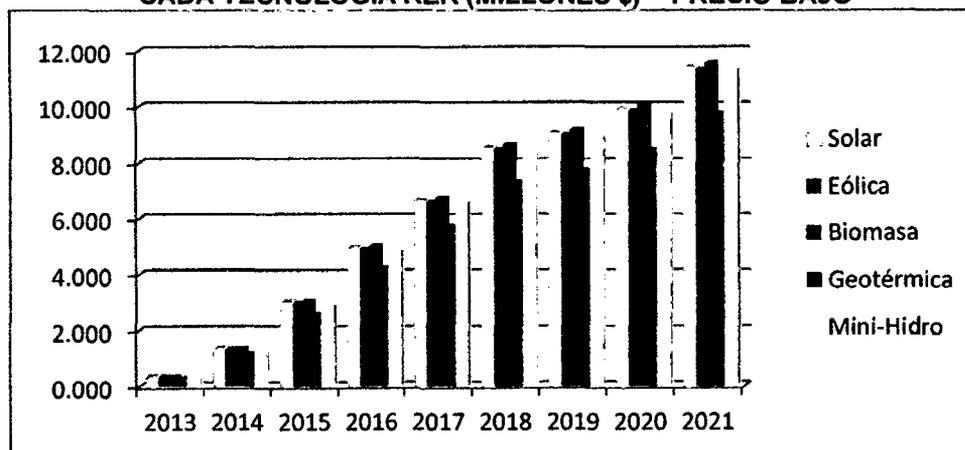
**GRÁFICO DE BARRA N° 9
INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO**



**INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO**



**INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO**



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyección del precio del derecho de emisión de CO2 alta, medio y bajo (en dólares por tonelada de CO2) podemos observar un ingreso indirecto ligeramente mayor utilizando la Biomasa (venta de bonos) en comparación a las demás tecnologías RER, debido a su mayor reducción de emisión de CO2 (por la sustitución de combustibles fósiles). La Geotérmica presenta los menores ingresos indirectos anuales por su menor reducción en la emisión de CO2. Las Centrales Mini-Hidroeléctricas, las Plantas Eólicas y Paneles Solares presentan similares ingresos por la venta de bonos.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		31212	31212	31212	31212	31212	31212	31212	31212	31212
2° Adjudic			58771	58771	58771	58771	58771	58771	58771	58771
3° Adjudic				89279	89279	89279	89279	89279	89279	89279
4° Adjudic					102686	102686	102686	102686	102686	102686
5° Adjudic						95257	95257	95257	95257	95257
6° Adjudic							104392	104392	104392	104392
7° Adjudic								37889	37889	37889
8° Adjudic									54801	54801
9° Adjudic										98444
Reduc Total Ton CO2		31212	89983	179262	281949	377206	481598	519486	574287	672731

Como vimos anteriormente en la primera alternativa del escenario de demanda media y demanda baja de RER, en este escenario también se reducirá anualmente 360,842 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la tecnología con Biomasa. Además hemos considerado (como en los anteriores escenarios de demanda RER) que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica utilizando tecnologías RER tienen una vida útil de 20 años. Como señalamos en el capítulo II (Metodología) la reducción de CO2 va a depender de la energía entregada en los años de operación

Bonos CO2 millones\$		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=124.842		0.744	2.369	5.170	8.833	12.765	17.496	20.177	23.735	27.804
Precio Medio	VAN Bonos CO2=101.845		0.676	2.099	4.482	7.520	10.686	14.448	16.452	19.141	22.422
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=64.456		0.624	1.800	3.585	5.639	7.544	9.632	10.390	11.486	13.455

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 124 millones 842 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 101 millones 845 mil dólares tomando un precio medio y 64 millones 456 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		30572	30572	30572	30572	30572	30572	30572	30572	30572
2° Adjudic			57566	57566	57566	57566	57566	57566	57566	57566
3° Adjudic				87448	87448	87448	87448	87448	87448	87448
4° Adjudic					100581	100581	100581	100581	100581	100581
5° Adjudic						93303	93303	93303	93303	93303
6° Adjudic							102251	102251	102251	102251
7° Adjudic								37112	37112	37112
8° Adjudic									53677	53677
9° Adjudic										96425
Reduc Total Ton CO2		30572	88138	175586	276167	369470	471721	508833	562510	658935

Como vimos anteriormente en la segunda alternativa del escenario de demanda baja y media de RER, en este escenario se reducirá anualmente 353,442 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la tecnología Eólica. Esta reducción va a depender de la cantidad de energía que es generada anualmente por la Eólica durante su operación. Las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica RER tienen una vida útil de 20 años.

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=122.281	0.729	2.321	5.064	8.652	12.503	17.138	19.763	23.249	27.234
Precio Medio	VAN Bonos CO2=99.756	0.662	2.056	4.390	7.365	10.467	14.152	16.115	18.748	21.962
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=63.134	0.611	1.763	3.512	5.523	7.389	9.434	10.177	11.250	13.179

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 122 millones 281 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 99 millones 756 mil dólares tomando un precio medio y 63 millones 134 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		30702	30702	30702	30702	30702	30702	30702	30702	30702
2° Adjudic			57810	57810	57810	57810	57810	57810	57810	57810
3° Adjudic				87820	87820	87820	87820	87820	87820	87820
4° Adjudic					101007	101007	101007	101007	101007	101007
5° Adjudic						93699	93699	93699	93699	93699
6° Adjudic							102685	102685	102685	102685
7° Adjudic								37269	37269	37269
8° Adjudic									53905	53905
9° Adjudic										96835
Reduc Total Ton CO2		30702	88512	176331	277339	371038	473723	510992	564897	661732

Como vimos anteriormente en la tercera alternativa del escenario de demanda baja y media de RER, en este escenario se reducirá anualmente 354,942 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la tecnología Solar. Esta reducción va a depender de la cantidad de energía que es generada anualmente por la Eólica durante su operación. Las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica RER tienen una vida útil de 20 años.

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=122.800	0.732	2.331	5.085	8.689	12.556	17.210	19.847	23.347	27.349
Precio Medio	VAN Bonos CO2=100.180	0.665	2.065	4.408	7.397	10.512	14.212	16.183	18.828	22.056
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=63.402	0.614	1.770	3.527	5.547	7.421	9.474	10.220	11.298	13.235

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 122 millones 800 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 100 millones 180 mil dólares tomando un precio medio y 63 millones 402 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		30641	30641	30641	30641	30641	30641	30641	30641	30641
2° Adjudic			57696	57696	57696	57696	57696	57696	57696	57696
3° Adjudic				87646	87646	87646	87646	87646	87646	87646
4° Adjudic					100808	100808	100808	100808	100808	100808
5° Adjudic						93515	93515	93515	93515	93515
6° Adjudic							102482	102482	102482	102482
7° Adjudic								37196	37196	37196
8° Adjudic									53798	53798
9° Adjudic										96644
Reduc Total Ton CO2		30641	88337	175984	276792	370306	472789	509985	563783	660427

La Central Mini-Hidroeléctrica tiene una emisión de 6.6 toneladas de CO2 por GWh (cuadro N° 16). Por cada GWh RER se sustituye un GWh producido por Combustible Fósiles, por lo tanto se reducirá anualmente 354,242 toneladas de CO2 por cada GWh.

Debemos tener en cuenta que hemos considerado que los proyectos RER para la generación de energía eléctrica con Mini-Hidroeléctrica (menor a 20 MW) tienen una vida útil de 20 años, por lo que la primera adjudicación reducirá sus toneladas de CO2 hasta el año 2032, la segunda hasta el año 2033 y así hasta la novena adjudicación (año 2040). La reducción de CO2 va a depender de la energía entregada en los años de operación

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=122.558	0.730	2.326	5.075	8.672	12.531	17.176	19.808	23.301	27.295
Precio Medio	VAN Bonos CO2=99.982	0.664	2.061	4.400	7.382	10.491	14.184	16.151	18.791	22.012
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=63.277	0.613	1.767	3.520	5.536	7.406	9.456	10.200	11.276	13.209

Tomando en cuenta la proyección del precio del derecho de emisión de CO2 en dólares por tonelada de CO2 (Cuadro N° 19) se ha obtenido los ingresos indirectos por la venta de derechos de emisión (Bonos) de carbono en cada escenario (Bajo, Medio y Alto).

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 122 millones 558 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 99 millones 982 mil dólares tomando un precio medio y 63 millones 277 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Reducción Ton CO2	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		26299	26299	26299	26299	26299	26299	26299	26299	26299
2° Adjudic			49520	49520	49520	49520	49520	49520	49520	49520
3° Adjudic				75226	75226	75226	75226	75226	75226	75226
4° Adjudic					86523	86523	86523	86523	86523	86523
5° Adjudic						80263	80263	80263	80263	80263
6° Adjudic							87959	87959	87959	87959
7° Adjudic								31925	31925	31925
8° Adjudic									46174	46174
9° Adjudic										82948
Reduc Total Ton CO2		26299	75819	151045	237567	317830	405789	437714	483889	566837

Como vimos anteriormente en la quinta alternativa del escenario de demanda baja y media de RER, en este escenario alto de demanda RER se reducirá anualmente 304,042 toneladas de CO2 por cada GWh emitidos por la Central Geotérmica. Esta reducción va a depender de la cantidad de energía que es generada anualmente por la Eólica durante su operación. SE ha considerado que las 9 adjudicaciones para la generación de energía eléctrica RER también tienen una vida útil de 20 años.

Bonos CO2 millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Alto	VAN Bonos CO2=105.190	0.627	1.996	4.356	7.443	10.755	14.742	17.001	19.999	23.427
Precio Medio	VAN Bonos CO2=85.814	0.570	1.769	3.776	6.336	9.004	12.174	13.862	16.128	18.893
Precio Bajo	VAN Bonos CO2=54.310	0.526	1.516	3.021	4.751	6.357	8.116	8.754	9.678	11.337

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos por bonos de carbono es igual a 105 millones 190 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de derecho de emisión alto, 85 millones 814 mil dólares tomando un precio medio y 54 millones 310 mil dólares tomando una proyección del precio de emisión bajo.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 42
INGRESOS INDIRECTOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)**

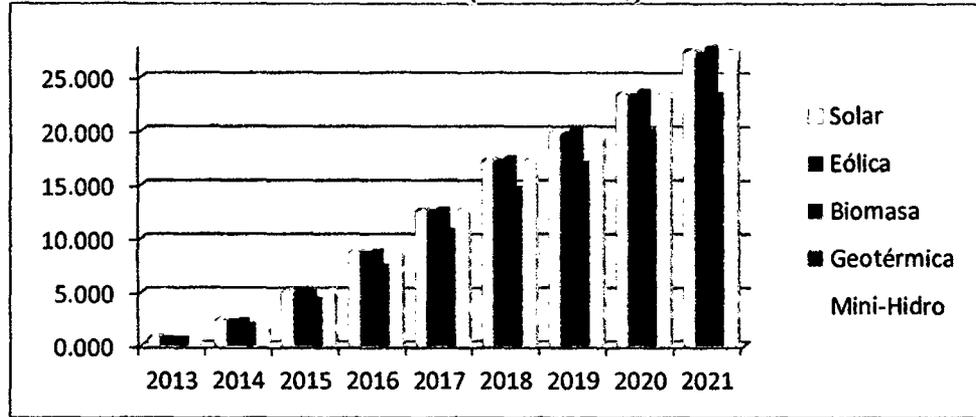
Inv Total millones \$	Precio Alto de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=124.842	0.744	2.369	5.170	8.833	12.765	17.496	20.177	23.735	27.804
Eólica	VAN Bonos CO2=122.281	0.729	2.321	5.064	8.652	12.503	17.138	19.763	23.249	27.234
Solar	VAN Bonos CO2=122.800	0.732	2.331	5.085	8.689	12.556	17.210	19.847	23.347	27.349
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=122.558	0.730	2.326	5.075	8.672	12.531	17.176	19.808	23.301	27.295
Geotérmica	VAN Bonos CO2=105.190	0.627	1.996	4.356	7.443	10.755	14.742	17.001	19.999	23.427

Inv Total millones \$	Precio Medio de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=101.845	0.676	2.099	4.482	7.520	10.686	14.448	16.452	19.141	22.422
Eólica	VAN Bonos CO2=99.756	0.662	2.056	4.390	7.365	10.467	14.152	16.115	18.748	21.962
Solar	VAN Bonos CO2=100.180	0.665	2.065	4.408	7.397	10.512	14.212	16.183	18.828	22.056
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=99.982	0.664	2.061	4.400	7.382	10.491	14.184	16.151	18.791	22.012
Geotérmica	VAN Bonos CO2=85.814	0.570	1.769	3.776	6.336	9.004	12.174	13.862	16.128	18.893

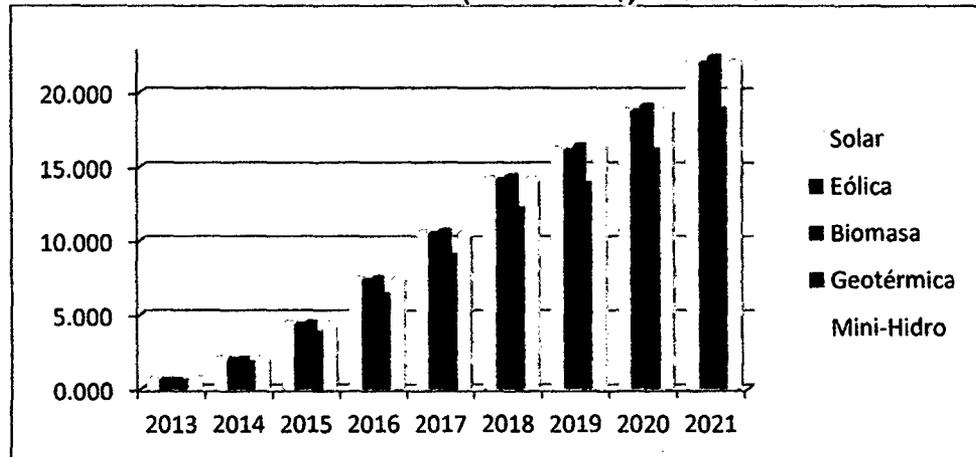
Inv Total millones \$	Precio Bajo de Derecho de Emisión de CO2									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Bonos CO2=64.456	0.624	1.800	3.585	5.639	7.544	9.632	10.390	11.486	13.455
Eólica	VAN Bonos CO2=63.134	0.611	1.763	3.512	5.523	7.389	9.434	10.177	11.250	13.179
Solar	VAN Bonos CO2=63.402	0.614	1.770	3.527	5.547	7.421	9.474	10.220	11.298	13.235
Mini-Hidro	VAN Bonos CO2=63.277	0.613	1.767	3.520	5.536	7.406	9.456	10.200	11.276	13.209
Geotérmica	VAN Bonos CO2=54.310	0.526	1.516	3.021	4.751	6.357	8.116	8.754	9.678	11.337

Elaboración Propia.

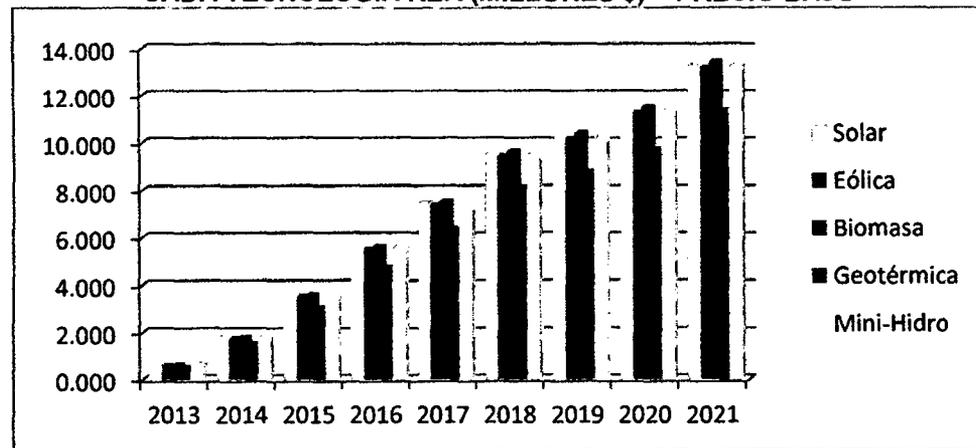
**GRÁFICO DE BARRA N° 10
INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO**



**INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO**



**INGRESOS POR BONOS DE CARBONO PARA
CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO**



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyección del precio del derecho de emisión de CO2 alta, medio y bajo (en dólares por tonelada de CO2) podemos observar un ingreso indirecto ligeramente mayor utilizando la Biomasa, proveniente de la venta de bonos de carbono, en comparación a las demás tecnologías RER, debido a su poca emisión de CO2 y, por ende, a su mayor reducción de emisión de CO2 (por la sustitución de combustibles fósiles). La Geotérmica presenta los menores ingresos indirectos anuales por su menor reducción en la emisión de CO2. Las Centrales Mini-Hidroeléctricas, las Plantas Eólicas y Paneles Solares presentan similares ingresos por la venta de bonos.

La tercera parte de nuestra evaluación económica consiste en determinar los ingresos indirectos provenientes del ahorro económico obtenido gracias a la reducción anual de las importaciones de petróleo (combustible fósil). Tomando en cuenta el porcentaje de consumo de energía eléctrica que se obtiene con el petróleo podremos obtener la reducción de este combustible fósil en la generación de electricidad. Si este porcentaje lo multiplicamos por la energía que se necesita para cubrir la demanda en los tres escenarios (Cuadro N°31, Cuadro N°32 y Cuadro N°33) podremos hallar la cantidad de energía convencional (generada por petróleo) que es sustituida por energía RER. (Fórmula N° 14)

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

Ahorro de Petróleo GWh	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudicación		0.419	0.419	0.419	0.419	0.419	0.419	0.419	0.419	0.419
2° Adjudicación			2.386	2.386	2.386	2.386	2.386	2.386	2.386	2.386
3° Adjudicación				4.050	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050
4° Adjudicación					4.737	4.737	4.737	4.737	4.737	4.737
5° Adjudicación						4.235	4.235	4.235	4.235	4.235
6° Adjudicación							4.587	4.587	4.587	4.587
7° Adjudicación								1.139	1.139	1.139
8° Adjudicación									1.548	1.548
9° Adjudicación										3.584
Ahorro Total de Petróleo GWh		0.419	2.805	6.855	11.593	15.828	20.414	21.553	23.102	26.686

El análisis de escenarios que estamos trabajando nos indica las cinco alternativas (Biomasa, Eólica, Solar, Geotérmica y Mini-Hidroeléctrica) que se necesita para cubrir la

demanda (baja, media y alta) faltante de RER. Dependiendo del escenario de demanda RER cada tecnología RER tenía que cubrir la misma demanda faltante en GWh por separado para su posterior evaluación. Por lo tanto independiente de las 5 alternativas que se evalúan, la reducción de petróleo en la energía eléctrica será la misma. Por cada GWh generado por tecnología RER se sustituye 2% de GWh generado por petróleo (Cuadro N°18). Recordar que hemos considerado que los proyectos RER para la generación de energía eléctrica tienen una vida útil de 20 años

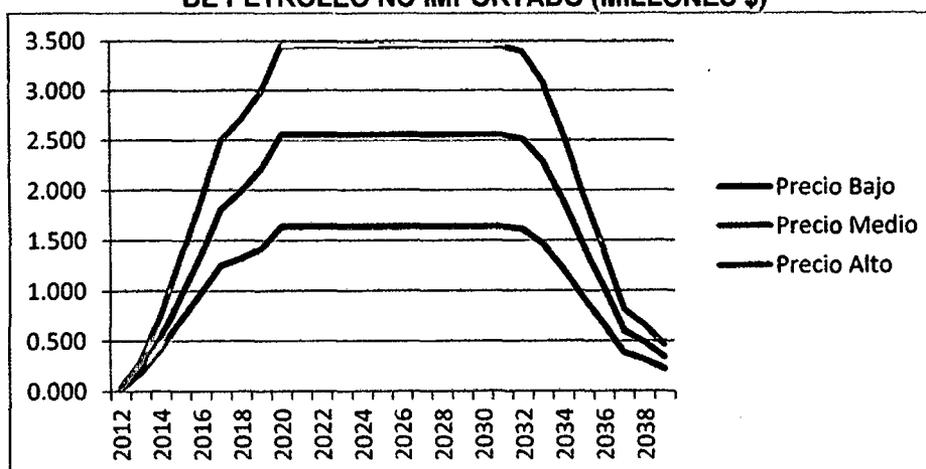
**CUADRO N° 43
INGRESOS INDIRECTOS ANUALES POR AHORRO
DE PETROLEO NO IMPORTADO (MILLONES \$)**

Ahorro Oil millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ahorro Oil=7.462	0.030	0.187	0.421	0.712	0.972	1.254	1.324	1.419	1.639
Precio Medio	VAN Ahorro Oil=11.177	0.035	0.226	0.533	0.944	1.345	1.809	1.987	2.213	2.557
Precio Alto	VAN Ahorro Oil=15.222	0.042	0.296	0.763	1.333	1.877	2.494	2.711	2.989	3.453

Elaboración Propia.

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por el ahorro de no importar petróleo es igual a 7 millones 462 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de petróleo bajo, 11 millones 177 mil dólares tomando un precio medio y 15 millones 222 mil dólares tomando una proyección del precio de petróleo alto.

**GRÁFICA N° 10
INGRESOS INDIRECTOS ANUALES POR AHORRO
DE PETROLEO NO IMPORTADO (MILLONES \$)**



Elaboración Propia.

En la gráfica N° 10 observamos que el ahorro anual crece hasta el año 2011 debido a la entrada de cada adjudicación en su respectivo año. A partir de ese año hasta el 2032 las nueve adjudicaciones operan al mismo tiempo, por lo tanto su ahorro permanece constante. Desde el 2033 hasta el 2040 el ahorro decrece debido a la finalización de contrato de cada adjudicación RER (20 años).

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

Ahorro de Petróleo GWh	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudicación		0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950
2° Adjudicación			2.884	2.884	2.884	2.884	2.884	2.884	2.884	2.884
3° Adjudicación				4.652	4.652	4.652	4.652	4.652	4.652	4.652
4° Adjudicación					5.400	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400
5° Adjudicación						4.838	4.838	4.838	4.838	4.838
6° Adjudicación							5.277	5.277	5.277	5.277
7° Adjudicación								1.449	1.449	1.449
8° Adjudicación									2.391	2.391
9° Adjudicación										4.201
Ahorro Total de Petróleo GWh		0.950	3.834	8.486	13.886	18.723	24.000	25.449	27.840	32.041

Como se dijo anteriormente, independiente de las 5 alternativas que se evalúan, la reducción de petróleo en la energía eléctrica será la misma. Por cada GWh generado por tecnología RER se sustituye 2% de GWh generado por petróleo (Cuadro N°18). Recordar que las 9 adjudicaciones para la generación de energía RER tienen una vida útil de 20 años

CUADRO N° 44 INGRESOS INDIRECTOS ANUALES POR AHORRO DE PETROLEO NO IMPORTADO (MILLONES \$)

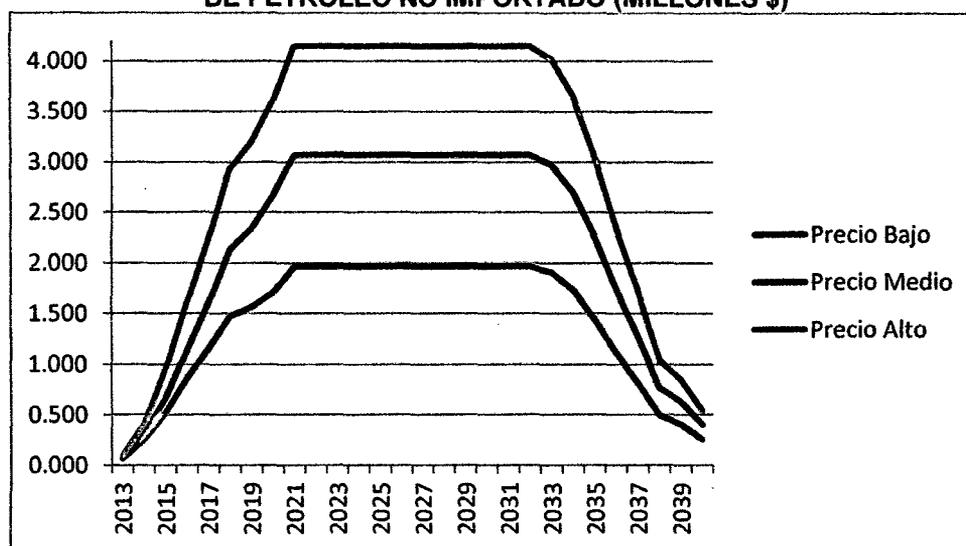
Ahorro Oil millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ahorro Oil=8.986	0.068	0.255	0.521	0.853	1.150	1.474	1.563	1.710	1.968
Precio Medio	VAN Ahorro Oil=13.441	0.079	0.309	0.660	1.130	1.591	2.127	2.347	2.667	3.070
Precio Alto	VAN Ahorro Oil=18.300	0.095	0.405	0.945	1.596	2.220	2.932	3.201	3.602	4.146

Elaboración Propia.

Tomando en cuenta la proyección del precio del petróleo en dólares por MW ahorrado (Cuadro N° 20) se ha determinado los ingresos indirectos obtenidos por el ahorro de no importar petróleo (Oil en inglés) en cada escenario de precio (Bajo, Medio y Alto).

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por el ahorro de no importar petróleo es igual a 8 millones 986 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de petróleo bajo, 13 millones 441 mil dólares tomando una proyección media del precio de petróleo y 18 millones 300 mil dólares tomando una proyección del precio de petróleo alto.

GRÁFICA N° 11
INGRESOS INDIRECTOS ANUALES POR AHORRO
DE PETROLEO NO IMPORTADO (MILLONES \$)



Elaboración Propia.

La reducción anual de petróleo en cada adjudicación va a depender de la energía limpia entregada en este escenario medio de demanda RER. En la gráfica N° 11 observamos que el ahorro anual crece hasta el año 2011 debido a la entrada de cada adjudicación en su respectivo año. A partir de ese año hasta el 2032 las nueve adjudicaciones operan al mismo tiempo, por lo tanto su ahorro permanece constante. Desde el 2033 hasta el 2040 el ahorro decrece debido a la finalización de contrato de cada adjudicación RER (20 años).

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

Ahorro de Petróleo GWh	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudicación		1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730
2° Adjudicación			3.257	3.257	3.257	3.257	3.257	3.257	3.257	3.257
3° Adjudicación				4.948	4.948	4.948	4.948	4.948	4.948	4.948
4° Adjudicación					5.691	5.691	5.691	5.691	5.691	5.691
5° Adjudicación						5.280	5.280	5.280	5.280	5.280
6° Adjudicación							5.786	5.786	5.786	5.786
7° Adjudicación								2.100	2.100	2.100
8° Adjudicación									3.037	3.037
9° Adjudicación										5.456
Ahorro Total de Petróleo GWh		1.730	4.987	9.936	15.627	20.907	26.693	28.793	31.830	37.287

Como se dijo anteriormente en el escenario medio y bajo de demanda RER, independiente de las 5 alternativas que se evalúan en este escenario (alto), la reducción de petróleo en la energía eléctrica será la misma. Por cada GWh generado por tecnología RER se sustituye 2% de GWh generado por petróleo (Cuadro N°18). Recordar que las 9 adjudicaciones para la generación de energía RER tienen una vida útil de 20 años.

**CUADRO N° 45
INGRESOS INDIRECTOS ANUALES POR AHORRO
DE PETROLEO NO IMPORTADO (MILLONES \$)**

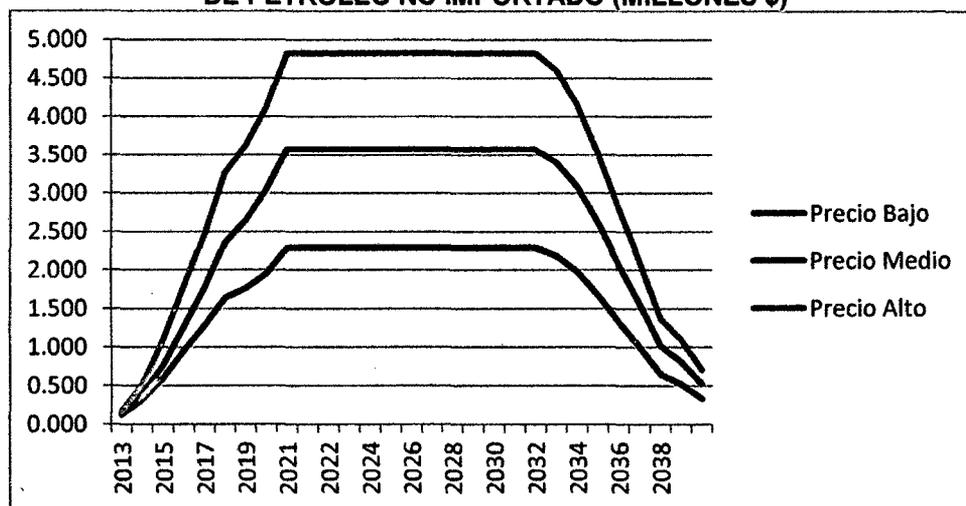
Ahorro Oil millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ahorro Oil=10.407	0.124	0.332	0.610	0.960	1.284	1.639	1.768	1.955	2.290
Precio Medio	VAN Ahorro Oil=15.553	0.144	0.402	0.773	1.272	1.777	2.365	2.655	3.050	3.572
Precio Alto	VAN Ahorro Oil=21.162	0.173	0.527	1.107	1.797	2.479	3.261	3.622	4.119	4.825

Elaboración Propia.

Tomando en cuenta la proyección del precio del petróleo en dólares por MW ahorrado (Cuadro N° 20) se ha determinado los ingresos indirectos obtenidos por el ahorro de no importar petróleo (Oil en inglés) en cada escenario de precio (Bajo, Medio y Alto).

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por el ahorro de no importar petróleo es igual a 10 millones 407 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio de petróleo bajo, 15 millones 553 mil dólares tomando un precio medio y 21 millones 162 mil dólares tomando una proyección del precio de petróleo alto.

GRÁFICA N° 12
INGRESOS INDIRECTOS ANUALES POR AHORRO
DE PETROLEO NO IMPORTADO (MILLONES \$)



Elaboración Propia.

La reducción anual de petróleo en cada adjudicación va a depender de la energía limpia entregada en este escenario alto de demanda RER. En la gráfica N° 12 observamos que el ahorro anual crece hasta el año 2011 debido a la entrada de cada adjudicación en su respectivo año. A partir de ese año hasta el 2032 las nueve adjudicaciones operan al mismo tiempo, por lo tanto su ahorro permanece constante. Desde el 2033 hasta el 2040 el ahorro decrece debido a la finalización de contrato de cada adjudicación RER (20 años).

La cuarta parte de nuestra evaluación económica consiste en determinar los ingresos indirectos obtenidos de la exportación de gas natural que es sustituido por energía renovable en la generación de energía eléctrica. Tomando en cuenta el porcentaje de consumo de energía eléctrica que se obtiene con el gas natural podremos obtener la reducción de este combustible fósil en la generación de electricidad. Si este porcentaje lo multiplicamos por la energía que se necesita para cubrir la demanda en los tres escenarios (Cuadro N°31, Cuadro N°32 y Cuadro N°33) podremos hallar la cantidad de energía generada con gas natural que es sustituida por energía RER. (Fórmula N° 16)

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

Ahorro Gas Natural GWh	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		7.963	7.963	7.963	7.963	7.963	7.963	7.963	7.963	7.963
2° Adjudic			45.336	45.34	45.336	45.336	45.336	45.336	45.336	45.336
3° Adjudic				76.95	76.952	76.952	76.952	76.952	76.952	76.952
4° Adjudic					90.011	90.011	90.011	90.011	90.011	90.011
5° Adjudic						80.465	80.465	80.465	80.465	80.465
6° Adjudic							87.145	87.145	87.145	87.145
7° Adjudic								21.639	21.639	21.639
8° Adjudic									29.420	29.420
9° Adjudic										68.097
Ahorro Total GN GWh		7.963	53.299	130.25	220.26	300.73	387.871	409.510	438.930	507.027

Similar a la tercera parte de la evaluación, independiente de las 5 alternativas que se evalúan en este escenario (alto), la reducción de gas natural en la energía eléctrica será la misma. Por cada GWh generado por tecnología RER se sustituye 38% de GWh generado por gas natural (Cuadro N°18). Las 9 adjudicaciones RER tienen una vida útil de 20 años

**CUADRO N° 46
INGRESOS INDIRECTOS ANUALES POR EXPORTACIÓN
DE GAS NATURAL AHORRADO (MILLONES \$)**

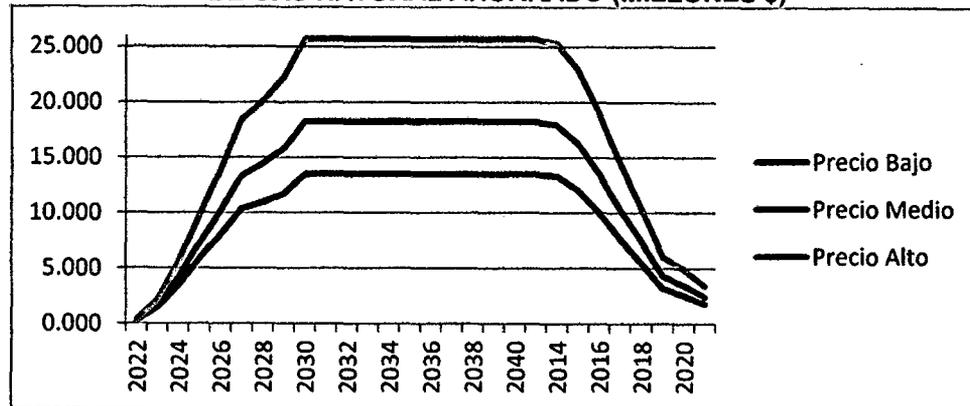
Export GN millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo VAN Export GN=61.537		0.241	1.516	3.474	5.874	8.020	10.345	10.922	11.706	13.522
Precio Medio VAN Export GN=81.090		0.269	1.753	4.168	7.225	10.104	13.343	14.415	15.801	18.253
Precio Alto VAN Export GN=112.818		0.304	2.155	5.558	9.751	13.794	18.412	20.095	22.241	25.691

Elaboración Propia.

Tomando en cuenta la proyección del precio del gas natural en dólares por MW exportado (Cuadro N° 21) se ha determinado los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado (GN) en cada escenario de precio (Bajo, Medio y Alto).

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual a 61 millones 537 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 81 millones 090 mil dólares tomando un precio medio y 112 millones 818 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

**GRÁFICA N° 13
INGRESOS INDIRECTOS POR EXPORTACIÓN
DE GAS NATURAL AHORRADO (MILLONES \$)**



Elaboración Propia.

La ahorro anual de gas natural en cada adjudicación va a depender de la energía limpia entregada en este escenario bajo de demanda RER. En gráfica N° 13 observamos que la exportación crece hasta el año 2011 debido a la entrada de cada adjudicación en su respectivo año. A partir de ese año hasta el 2032 las nueve adjudicaciones operan al mismo tiempo, por lo tanto su exportación permanece constante. Desde el 2033 hasta el 2040 la exportación decrece debido a la finalización de contrato de cada adjudicación.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

Ahorro Gas Natural GWh	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		18.042	18.042	18.04	18.042	18.042	18.042	18.042	18.042	18.042
2° Adjudic			54.800	54.80	54.800	54.800	54.800	54.800	54.800	54.800
3° Adjudic				88.39	88.386	88.386	88.386	88.386	88.386	88.386
4° Adjudic					102.60	102.60	102.60	102.60	102.603	102.603
5° Adjudic						91.914	91.914	91.914	91.914	91.914
6° Adjudic							100.25	100.25	100.254	100.254
7° Adjudic								27.533	27.533	27.533
8° Adjudic									45.438	45.438
9° Adjudic										79.811
Ahorro Total GN GWh		18.042	72.842	161.23	263.83	355.75	456.00	483.53	528.969	608.780

El análisis de escenarios que estamos trabajando nos indica las cinco alternativas (Biomasa, Eólica, Solar, Geotérmica y Mini-Hidroeléctrica) que se necesita para cubrir la demanda (baja, media y alta) faltante de RER Dependiendo del escenario de demanda

RER cada tecnología RER tenía que cubrir la misma demanda faltante en GWh por separado para su posterior evaluación. Por lo tanto independiente de las 5 alternativas que se evalúan, la reducción de gas natural en la energía eléctrica será la misma. Por cada GWh generado por tecnología RER se sustituye 38% de GWh generado por gas natural (Cuadro N°18). Recordar que hemos considerado que los proyectos RER para la generación de energía eléctrica tienen una vida útil de 20 años

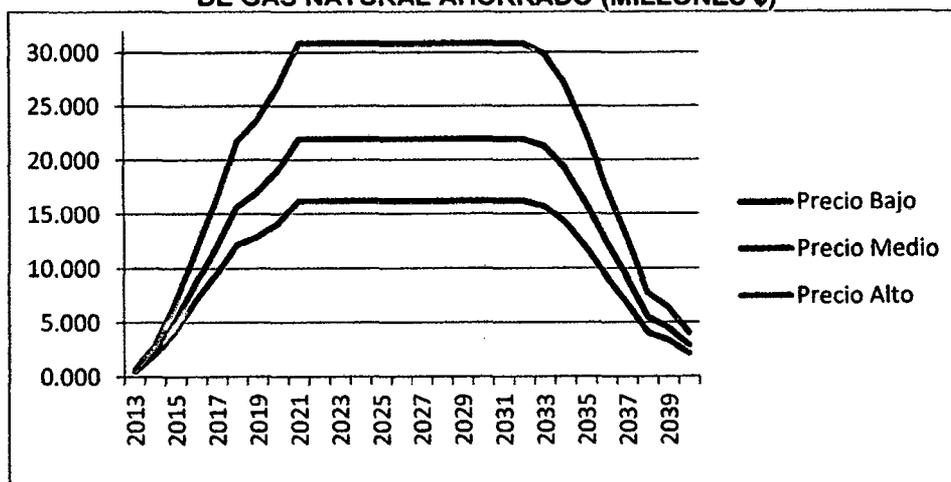
CUADRO N° 47
INGRESOS INDIRECTOS POR EXPORTACIÓN
DE GAS NATURAL AHORRADO (MILLONES \$)

Export GN millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Export GN=74.091	0.545	2.072	4.300	7.036	9.488	12.161	12.896	14.108	16.236
Precio Medio	VAN Export GN=97.553	0.609	2.396	5.159	8.654	11.953	15.686	17.020	19.043	21.916
Precio Alto	VAN Export GN=135.617	0.690	2.946	6.880	11.680	16.318	21.646	23.727	26.803	30.847

Elaboración Propia.

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual a 74 millones 091 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 97 millones 553 mil dólares tomando una proyección media y 135 millones 617 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

GRÁFICA N° 14
INGRESOS INDIRECTOS POR EXPORTACIÓN
DE GAS NATURAL AHORRADO (MILLONES \$)



Elaboración Propia.

En la gráfica observamos que la exportación crece hasta el año 2011 debido a la entrada de cada adjudicación en su respectivo año. A partir de ese año hasta el 2032 las nueve adjudicaciones operan al mismo tiempo (exportación es constante). Desde el 2033 hasta el 2040 la exportación decrece debido a la finalización de contrato de cada adjudicación.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

Ahorro Gas Natural GWh	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1° Adjudic		32.869	32.869	32.869	32.869	32.869	32.869	32.869	32.869	32.869
2° Adjudic			61.891	61.891	61.891	61.891	61.891	61.891	61.891	61.891
3° Adjudic				94.020	94.020	94.020	94.020	94.020	94.020	94.020
4° Adjudic					108.14	108.14	108.14	108.14	108.138	108.138
5° Adjudic						100.32	100.32	100.32	100.315	100.315
6° Adjudic							109.93	109.93	109.934	109.934
7° Adjudic								39.900	39.900	39.900
8° Adjudic									57.710	57.710
9° Adjudic										103.671
Ahorro Total GN GWh		32.869	94.761	188.78	296.92	397.23	507.17	547.07	604.778	708.449

Como se dijo anteriormente en el escenario medio y bajo de demanda RER, independiente de las 5 alternativas que se evalúan, la reducción de gas natural en la energía eléctrica será la misma, no importará de qué tecnología RER se utilice. Por cada GWh generado por tecnología RER se sustituye 38% de GWh generado por gas natural (Cuadro N°18). Recordar que las 9 adjudicaciones RER tienen una vida útil de 20 años.

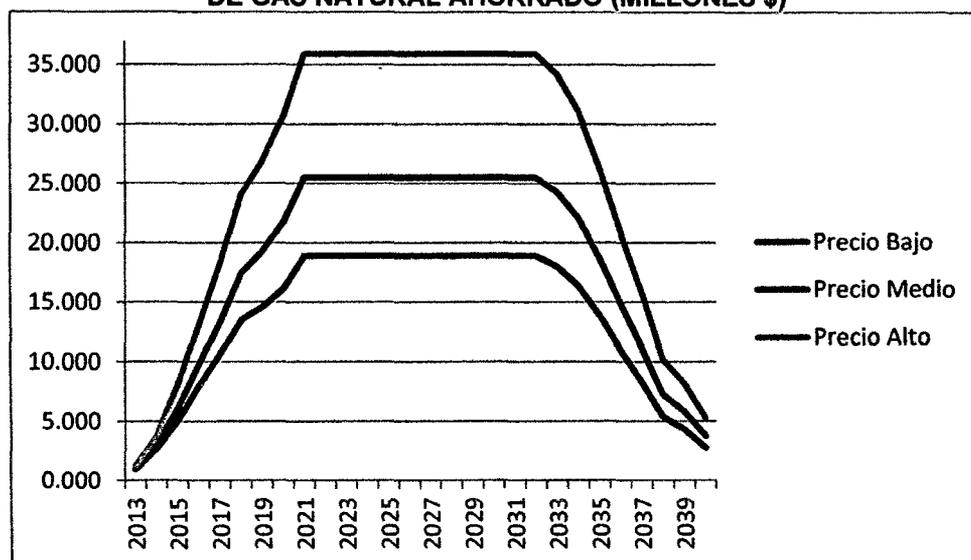
CUADRO N° 48 INGRESOS INDIRECTOS POR EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL AHORRADO (MILLONES \$)

Export GN millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Export GN=85.792	0.994	2.695	5.035	7.919	10.594	13.526	14.590	16.129	18.894
Precio Medio	VAN Export GN=112.892	1.110	3.117	6.041	9.739	13.347	17.447	19.257	21.772	25.504
Precio Alto	VAN Export GN=156.823	1.257	3.832	8.055	13.145	18.221	24.075	26.845	30.644	35.897

Elaboración Propia.

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 85 millones 792 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 112 millones 892 mil dólares tomando una proyección media y 156 millones 823 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

GRÁFICA N° 15
INGRESOS INDIRECTOS POR EXPORTACIÓN
DE GAS NATURAL AHORRADO (MILLONES \$)



Elaboración Propia.

La exportación crece hasta el año 2011 debido a la entrada de cada adjudicación. A partir de ese año hasta el 2032 las nueve adjudicaciones operan al mismo tiempo. Desde el 2033 hasta el 2040 la exportación decrece debido a la finalización de contrato de adjudicación.

El siguiente paso de nuestra evaluación económica consiste en determinar los ingresos indirectos totales de cada tecnología RER obtenidos de la suma de la exportación del gas natural ahorrado (Cuadro N°46, Cuadro N°47 y Cuadro N°48), el ahorro de no importar el Petróleo (Cuadro N°43, Cuadro N°44 y Cuadro N°45) y la venta de derechos de emisión (Cuadro N°40, Cuadro N°41 y Cuadro N°42) de bonos de carbono (Fórmula N°18) en cada alternativa de los tres escenarios para cubrir la demanda faltante RER.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =115.275	0.422	2.715	6.369	10.770	14.704	18.965	20.023	21.461	24.791
Precio Medio	VAN Ing Indi =165.561	0.468	3.160	7.793	13.746	19.540	26.201	28.717	31.907	36.857
Precio Alto	VAN Ing Indi =217.932	0.527	3.784	9.888	17.637	25.335	34.287	37.909	42.456	49.043

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos totales en nuestro horizonte de evaluación es igual a 115 millones 275 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos tanto del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección media de sus precios, sería 165 millones 561 mil dólares. Así mismo 217 millones 932 mil dólares tomando una proyección alta de precios.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =114.326	0.419	2.694	6.318	10.684	14.587	18.814	19.863	21.290	24.593
Precio Medio	VAN Ing Indi =164.058	0.464	3.135	7.730	13.632	19.374	25.975	28.465	31.622	36.528
Precio Alto	VAN Ing Indi =216.089	0.523	3.757	9.815	17.502	25.137	34.013	37.599	42.103	48.635

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 114 millones 326 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 164 millones 058 mil dólares tomando una proyección media y 216 millones 089 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =114.518	0.420	2.698	6.328	10.701	14.610	18.844	19.896	21.325	24.633
Precio Medio	VAN Ing Indi =164.363	0.465	3.140	7.743	13.655	19.408	26.021	28.516	31.680	36.595
Precio Alto	VAN Ing Indi =216.462	0.524	3.763	9.830	17.530	25.177	34.069	37.662	42.174	48.717

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 114 millones 518 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 164 millones 363 mil dólares tomando una proyección media y 216 millones 462 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =114.429	0.419	2.696	6.323	10.693	14.599	18.830	19.880	21.309	24.615
Precio Medio	VAN Ing Indi =164.220	0.465	3.138	7.737	13.644	19.392	25.999	28.492	31.653	36.563
Precio Alto	VAN Ing Indi =216.288	0.523	3.760	9.823	17.517	25.158	34.043	37.633	42.141	48.679

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos totales es igual a 114 millones 429 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección media de sus precios el valor presente de los ingresos indirectos totales sería 164 millones 220 mil dólares. Así mismo en una proyección alta de precios del bono de carbono, gas natural y petróleo, tendremos un valor presente de los ingresos indirectos totales de 216 millones 288 mil dólares.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =107.991	0.398	2.556	5.979	10.111	13.805	17.805	18.798	20.149	23.275
Precio Medio	VAN Ing Indi =154.024	0.442	2.974	7.307	12.868	18.266	24.462	26.779	29.720	34.331
Precio Alto	VAN Ing Indi =203.782	0.498	3.575	9.327	16.605	23.814	32.181	35.532	39.744	45.911

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 107 millones 991 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 154 millones 024 mil dólares tomando una proyección media y 203 millones 782 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 49
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES PARA CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)**

Ingr Indirec millones\$	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =115.275	0.422	2.715	6.369	10.770	14.704	18.965	20.023	21.461	24.791
Eólica	VAN Ing Indi =114.326	0.419	2.694	6.318	10.684	14.587	18.814	19.863	21.290	24.593
Solar	VAN Ing Indi =114.518	0.420	2.698	6.328	10.701	14.610	18.844	19.896	21.325	24.633
Mini-Hidro	VAN Ing Indi =114.429	0.419	2.696	6.323	10.693	14.599	18.830	19.880	21.309	24.615
Geotérmica	VAN Ing Indi =107.991	0.398	2.556	5.979	10.111	13.805	17.805	18.798	20.149	23.275

Ingr Indirec millones\$	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =165.561	0.468	3.160	7.793	13.746	19.540	26.201	28.717	31.907	36.857
Eólica	VAN Ing Indi =164.058	0.464	3.135	7.730	13.632	19.374	25.975	28.465	31.622	36.528
Solar	VAN Ing Indi =164.363	0.465	3.140	7.743	13.655	19.408	26.021	28.516	31.680	36.595
Mini-Hidro	VAN Ing Indi =164.220	0.465	3.138	7.737	13.644	19.392	25.999	28.492	31.653	36.563
Geotérmica	VAN Ing Indi =154.024	0.442	2.974	7.307	12.868	18.266	24.462	26.779	29.720	34.331

Elaboración Propia.

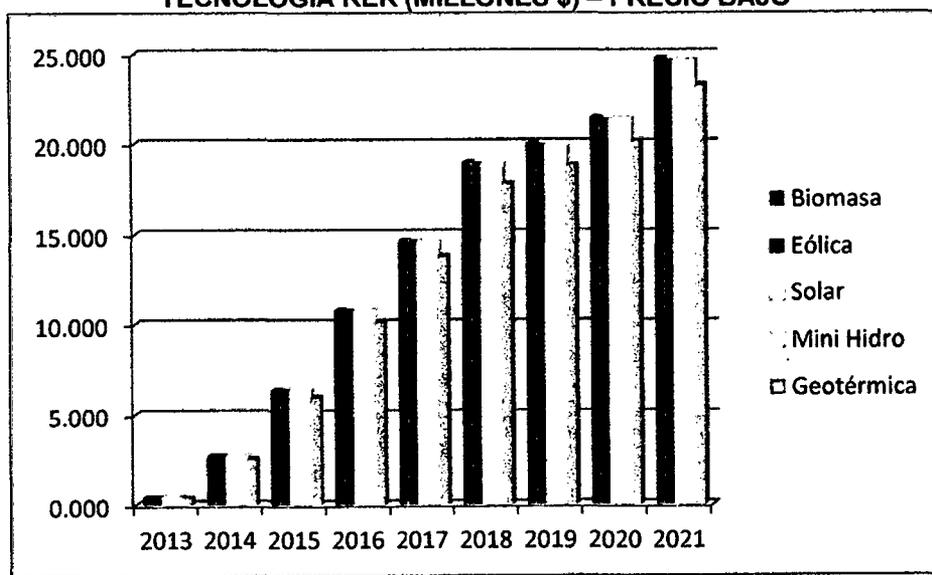
CUADRO N° 49 (CONTINUACIÓN)
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES PARA CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

Ingr Indirec millones\$	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =217.932	0.527	3.784	9.888	17.637	25.335	34.287	37.909	42.456	49.043
Eólica	VAN Ing Indi =216.089	0.523	3.757	9.815	17.502	25.137	34.013	37.599	42.103	48.635
Solar	VAN Ing Indi =216.462	0.524	3.763	9.830	17.530	25.177	34.069	37.662	42.174	48.717
Mini-Hidro	VAN Ing Indi =216.288	0.523	3.760	9.823	17.517	25.158	34.043	37.633	42.141	48.679
Geotérmica	VAN Ing Indi =203.782	0.498	3.575	9.327	16.605	23.814	32.181	35.532	39.744	45.911

Elaboración Propia.

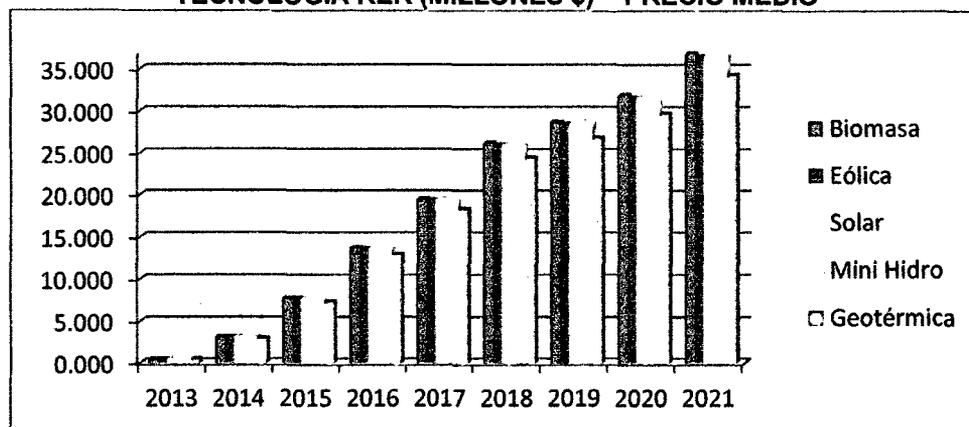
Como resumen de los resultados obtenidos en las 5 alternativas del escenario bajo de demanda faltante RER teniendo en cuenta cada ingreso indirecto (Cuadro N° 40, Cuadro N°43 y Cuadro N°46), podemos decir que la tecnología RER presenta un mayor ingreso indirecto proveniente de la exportación de gas natural sustituido por las RER (36%). El ingreso indirecto proveniente del ahorro de petróleo, por la no importación de este, no tiene un ingreso indirecto significativo debido a que la tecnología RER solo sustituye el 2% del petróleo utilizado para la generación de energía eléctrica. Las ventas de bonos de carbono representan poco menos de la mitad del total del ingreso indirecto.

GRÁFICO DE BARRA N° 11
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO

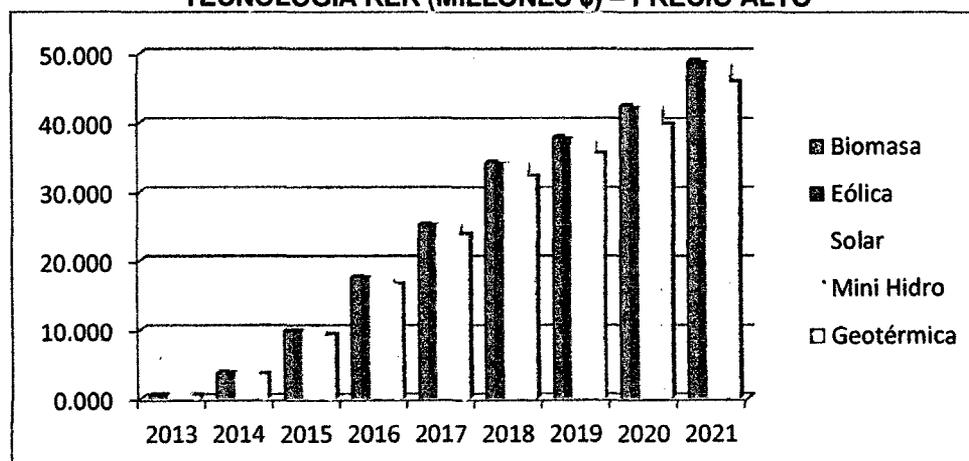


Elaboración Propia.

**GRÁFICO DE BARRA N° 11 (CONTINUACIÓN)
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO**



**INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO**



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo podemos observar un ingreso total indirecto imperceptiblemente mayor utilizando la Biomasa en comparación a las demás tecnologías RER, debido a sus mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de derecho de emisión de CO₂. La Geotérmica presenta los menores ingresos indirectos totales en cada año por su menor reducción en la emisión de CO₂. Las Centrales Mini-Hidroeléctricas, las Plantas Eólicas y Paneles Solares presentan similares ingresos indirectos totales por el parecido en su venta de bonos de carbono.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =138.756	0.956	3.710	7.883	12.900	17.394	22.296	23.642	25.864	29.766
Precio Medio	VAN Ing Indi =199.052	1.060	4.318	9.647	16.466	23.115	30.803	33.908	38.452	44.254
Precio Alto	VAN Ing Indi =261.879	1.193	5.172	12.240	21.125	29.970	40.310	44.761	51.165	58.885

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos totales en nuestro horizonte de evaluación es igual a 138 millones 756 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precios bajos (de bonos de carbono, de gas natural y del petróleo), 199 millones 052 mil dólares tomando una proyección media de precios (de los mismos) y 261 millones 879 mil dólares tomando una proyección del precio altos.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =137.614	0.949	3.682	7.820	12.797	17.255	22.118	23.454	25.658	29.529
Precio Medio	VAN Ing Indi =197.246	1.052	4.285	9.568	16.329	22.918	30.537	33.610	38.109	43.858
Precio Alto	VAN Ing Indi =259.665	1.185	5.135	12.149	20.964	29.735	39.987	44.396	50.739	58.395

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 137 millones 614 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 197 millones 246 mil dólares tomando una proyección media y 259 millones 665 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =137.845	0.951	3.688	7.833	12.818	17.283	22.154	23.492	25.699	29.577
Precio Medio	VAN Ing Indi =197.612	1.054	4.292	9.584	16.356	22.958	30.591	33.671	38.178	43.939
Precio Alto	VAN Ing Indi =260.114	1.186	5.142	12.168	20.997	29.783	40.053	44.470	50.826	58.494

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 137 millones 845 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 197 millones 612 mil dólares tomando una proyección media y 260 millones 114 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =137.737	0.950	3.685	7.827	12.808	17.270	22.137	23.474	25.680	29.554
Precio Medio	VAN Ing Indi =197.441	1.053	4.289	9.577	16.343	22.940	30.566	33.642	38.146	43.901
Precio Alto	VAN Ing Indi =259.905	1.186	5.139	12.159	20.982	29.761	40.022	44.435	50.786	58.448

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos totales en nuestro horizonte de evaluación es igual a 137 millones 737 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos tanto del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección media de sus precios el valor presente de los ingresos indirectos sería 197 millones 441 mil dólares. Así mismo en una proyección alta de precios de los mismos, tendremos un valor presente de 259 millones 905 mil dólares.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Ingr Indirec millones\$		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =129.991	0.902	3.493	7.401	12.111	16.330	20.933	22.196	24.282	27.946	
Precio Medio	VAN Ing Indi =185.191	1.001	4.064	9.044	15.414	21.608	28.758	31.619	35.817	41.221	
Precio Alto	VAN Ing Indi =244.885	1.129	4.885	11.545	19.890	28.170	37.834	41.954	47.897	55.124	

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 129 millones 991 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 185 millones 191 mil dólares tomando una proyección media y 244 millones 885 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 50
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)**

Ingr Indirec millones\$		Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =138.756	0.956	3.710	7.883	12.900	17.394	22.296	23.642	25.864	29.766	
Eólica	VAN Ing Indi =137.614	0.949	3.682	7.820	12.797	17.255	22.118	23.454	25.658	29.529	
Solar	VAN Ing Indi =137.845	0.951	3.688	7.833	12.818	17.283	22.154	23.492	25.699	29.577	
Mini-Hidro	VAN Ing Indi =137.737	0.950	3.685	7.827	12.808	17.270	22.137	23.474	25.680	29.554	
Geotérmica	VAN Ing Indi =129.991	0.902	3.493	7.401	12.111	16.330	20.933	22.196	24.282	27.946	

Ingr Indirec millones\$		Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =199.052	1.060	4.318	9.647	16.466	23.115	30.803	33.908	38.452	44.254	
Eólica	VAN Ing Indi =197.246	1.052	4.285	9.568	16.329	22.918	30.537	33.610	38.109	43.858	
Solar	VAN Ing Indi =197.612	1.054	4.292	9.584	16.356	22.958	30.591	33.671	38.178	43.939	
Mini-Hidro	VAN Ing Indi =197.441	1.053	4.289	9.577	16.343	22.940	30.566	33.642	38.146	43.901	
Geotérmica	VAN Ing Indi =185.191	1.001	4.064	9.044	15.414	21.608	28.758	31.619	35.817	41.221	

Elaboración Propia.

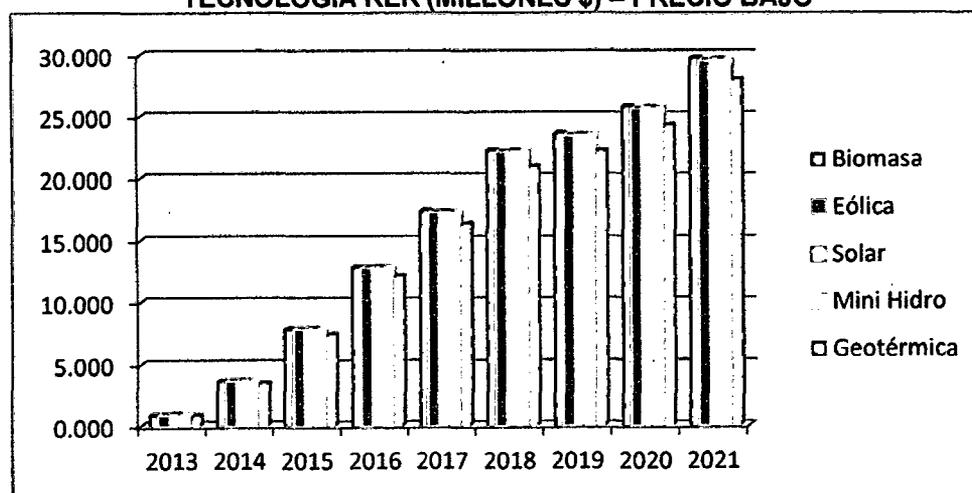
CUADRO N° 50 (CONTINUACIÓN)
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

Ingr Indirec millones\$	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =261.879	1.193	5.172	12.240	21.125	29.970	40.310	44.761	51.165	58.885
Eólica	VAN Ing Indi =259.665	1.185	5.135	12.149	20.964	29.735	39.987	44.396	50.739	58.395
Solar	VAN Ing Indi =260.114	1.186	5.142	12.168	20.997	29.783	40.053	44.470	50.826	58.494
Mini- Hidro	VAN Ing Indi =259.905	1.186	5.139	12.159	20.982	29.761	40.022	44.435	50.786	58.448
Geotérmica	VAN Ing Indi =244.885	1.129	4.885	11.545	19.890	28.170	37.834	41.954	47.897	55.124

Elaboración Propia.

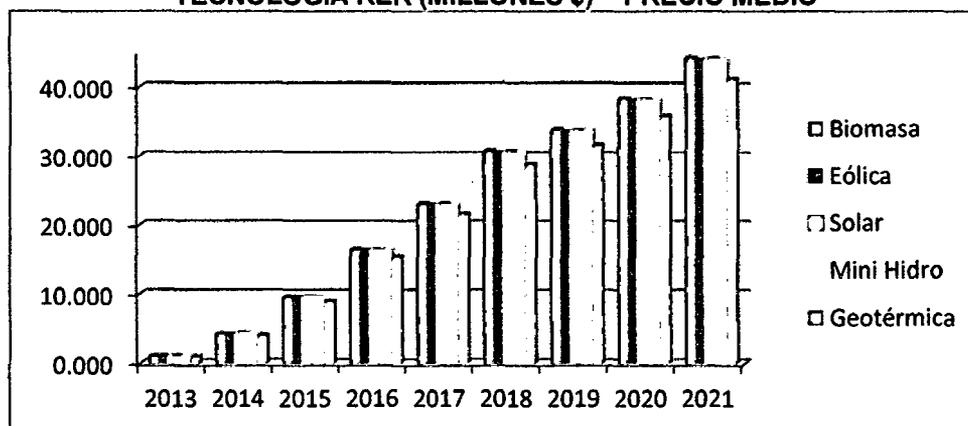
Como resumen de los resultados obtenidos en las 5 alternativas del escenario medio de demanda faltante RER teniendo en cuenta cada ingreso indirecto (Cuadro N° 41, Cuadro N° 44 y Cuadro N° 47), podemos decir que las tecnología RER presentan un mayor ingreso indirecto proveniente de la exportación de gas natural sustituido por las RER (36%). El ingreso indirecto proveniente del ahorro de petróleo, por la no importación de éste, no tiene un ingreso indirecto significativo debido a que la tecnología RER solo sustituye el 2% del petróleo utilizado para la generación de energía eléctrica. Las ventas de bonos de carbono representan poco menos de la mitad del total del ingreso indirecto.

GRÁFICO DE BARRA N° 12
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO

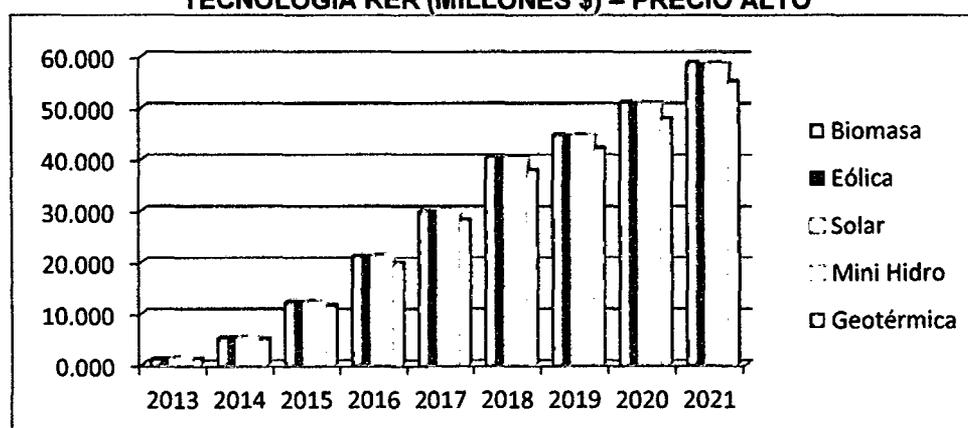


Elaboración Propia.

**GRÁFICO DE BARRA N° 12 (CONTINUACIÓN)
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO**



**INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO**



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo podemos observar un ingreso total indirecto imperceptiblemente mayor utilizando la Biomasa en comparación a las demás tecnologías RER, debido a sus mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de derecho de emisión de CO₂. La Geotérmica presenta los menores ingresos indirectos totales en cada año por su menor reducción en la emisión de CO₂. Las Centrales Mini-Hidroeléctricas, las Plantas Eólicas y Paneles Solares presentan similares ingresos indirectos totales por el parecido en su venta de bonos de carbono.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =160.655	1.742	4.827	9.230	14.518	19.422	24.798	26.748	29.570	34.639
Precio Medio	VAN Ing Indi =230.290	1.930	5.618	11.296	18.531	25.810	34.260	38.364	43.963	51.499
Precio Alto	VAN Ing Indi =302.827	2.174	6.728	14.332	23.775	33.465	44.833	50.643	58.498	68.526

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 160 millones 655 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 230 millones 290 mil dólares tomando una proyección media y 302 millones 827 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =159.333	1.729	4.790	9.157	14.402	19.268	24.600	26.535	29.335	34.363
Precio Medio	VAN Ing Indi =228.201	1.917	5.575	11.204	18.376	25.591	33.963	38.027	43.570	51.039
Precio Alto	VAN Ing Indi =300.266	2.158	6.680	14.226	23.594	33.203	44.474	50.229	58.011	67.955

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 159 millones 333 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 228 millones 201 mil dólares tomando una proyección media y 300 millones 266 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =159.601	1.732	4.797	9.172	14.425	19.299	24.640	26.579	29.382	34.419
Precio Medio	VAN Ing Indi =228.625	1.919	5.583	11.222	18.408	25.636	34.024	38.095	43.650	51.132
Precio Alto	VAN Ing Indi =300.785	2.161	6.690	14.247	23.630	33.256	44.547	50.313	58.110	68.071

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 159 millones 601 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 228 millones 625 mil dólares tomando una proyección media y 300 millones 785 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =159.476	1.731	4.794	9.165	14.414	19.284	24.621	26.558	29.360	34.393
Precio Medio	VAN Ing Indi =228.427	1.918	5.579	11.214	18.393	25.615	33.995	38.063	43.613	51.089
Precio Alto	VAN Ing Indi =300.543	2.160	6.685	14.237	23.613	33.231	44.513	50.274	58.064	68.017

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos totales es igual a 159 millones 476 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección media de sus precios el valor presente de los ingresos indirectos totales sería 228 millones 427 mil dólares. Así mismo en una proyección alta de precios del bono de carbono, gas natural y petróleo, tendremos un valor presente de los ingresos indirectos totales de 300 millones 543 mil dólares.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Ingr Indirec millones\$	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Ing Indi =150.509	1.644	4.544	8.666	13.630	18.235	23.281	25.113	27.762	32.521
Precio Medio	VAN Ing Indi =214.259	1.824	5.287	10.590	17.347	24.128	31.986	35.774	40.950	47.969
Precio Alto	VAN Ing Indi =283.175	2.056	6.355	13.518	22.384	31.456	42.079	47.467	54.762	64.149

En esta alternativa el valor presente de los ingresos indirectos obtenidos por la exportación de gas natural ahorrado es igual 150 millones 509 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo, 214 millones 259 mil dólares tomando una proyección media y 283 millones 175 mil dólares tomando una proyección del precio alto.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 51
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)**

Ingr Indirec millones\$	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =160.655	1.742	4.827	9.230	14.518	19.422	24.798	26.748	29.570	34.639
Eólica	VAN Ing Indi =159.333	1.729	4.790	9.157	14.402	19.268	24.600	26.535	29.335	34.363
Solar	VAN Ing Indi =159.601	1.732	4.797	9.172	14.425	19.299	24.640	26.579	29.382	34.419
Mini-Hidro	VAN Ing Indi =159.476	1.731	4.794	9.165	14.414	19.284	24.621	26.558	29.360	34.393
Geotérmica	VAN Ing Indi =150.509	1.644	4.544	8.666	13.630	18.235	23.281	25.113	27.762	32.521

Ingr Indirec millones\$	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =230.290	1.930	5.618	11.296	18.531	25.810	34.260	38.364	43.963	51.499
Eólica	VAN Ing Indi =228.201	1.917	5.575	11.204	18.376	25.591	33.963	38.027	43.570	51.039
Solar	VAN Ing Indi =228.625	1.919	5.583	11.222	18.408	25.636	34.024	38.095	43.650	51.132
Mini-Hidro	VAN Ing Indi =228.427	1.918	5.579	11.214	18.393	25.615	33.995	38.063	43.613	51.089
Geotérmica	VAN Ing Indi =214.259	1.824	5.287	10.590	17.347	24.128	31.986	35.774	40.950	47.969

Elaboración Propia.

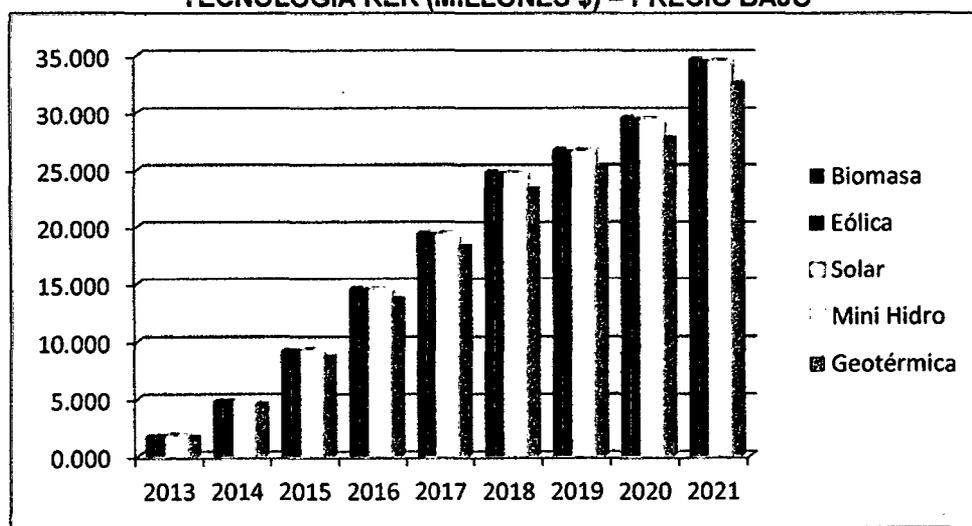
CUADRO N° 51 (CONTINUACIÓN)
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

Ingr Indirec millones\$	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Ing Indi =302.827	2.174	6.728	14.332	23.775	33.465	44.833	50.643	58.498	68.526
Eólica	VAN Ing Indi =300.266	2.158	6.680	14.226	23.594	33.203	44.474	50.229	58.011	67.955
Solar	VAN Ing Indi =300.785	2.161	6.690	14.247	23.630	33.256	44.547	50.313	58.110	68.071
Mini-Hidro	VAN Ing Indi =300.543	2.160	6.685	14.237	23.613	33.231	44.513	50.274	58.064	68.017
Geotérmica	VAN Ing Indi =283.175	2.056	6.355	13.518	22.384	31.456	42.079	47.467	54.762	64.149

Elaboración Propia.

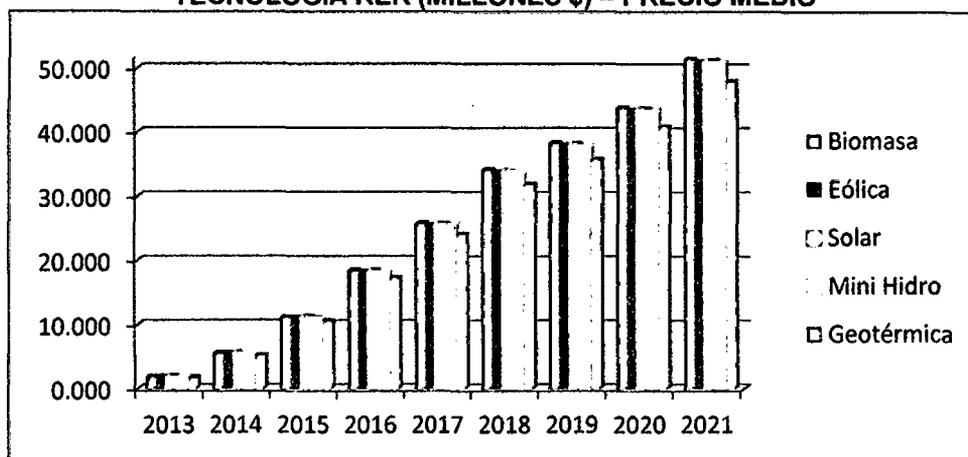
Las 5 alternativas del escenario alto de demanda faltante RER teniendo en cuenta el Cuadro N°42, Cuadro N°45 y Cuadro N°48, presentan un mayor ingreso indirecto proveniente de la exportación de gas natural sustituido por las RER (36%). El ahorro de petróleo no tiene un ingreso indirecto significativo debido a que las RER solo sustituyen el 2% del petróleo utilizado para la generación de energía eléctrica. Los bonos de carbono representan poco menos de la mitad del total del ingreso indirecto.

GRÁFICO DE BARRA N° 13
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO

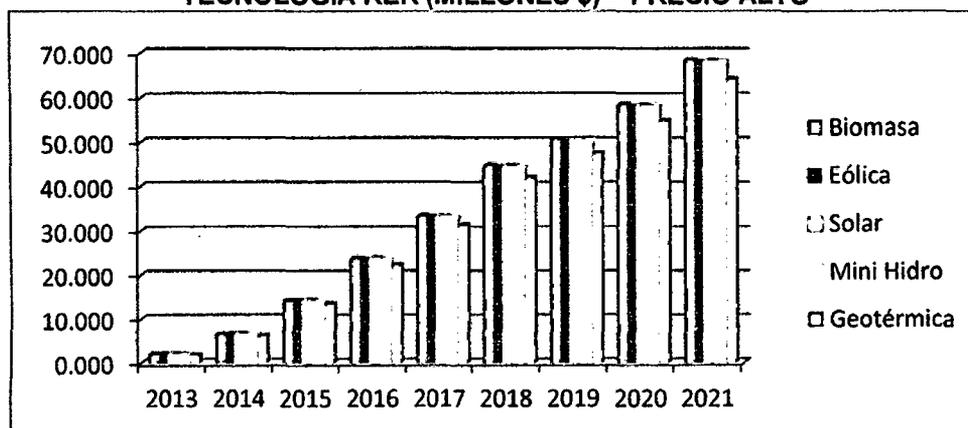


Elaboración Propia.

**GRÁFICO DE BARRA N° 13 (CONTINUACIÓN)
INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO**



**INGRESOS INDIRECTOS TOTALES POR
TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO**



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo podemos observar un ingreso total indirecto imperceptiblemente mayor utilizando la Biomasa en comparación a las demás tecnologías RER, debido a sus mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de derecho de emisión de CO₂. La Geotérmica presenta los menores ingresos indirectos totales en cada año por su menor reducción en la emisión de CO₂. Las Centrales Mini-Hidroeléctricas, las Plantas Eólicas y Paneles Solares presentan similares ingresos indirectos totales por el parecido en su venta de bonos de carbono.

La quinta parte de nuestra evaluación económica consiste en determinar las Inversiones Netas Anuales (Costos Netos Anuales) de cada alternativa RER empleada en los 15 escenarios para cubrir la demanda (baja, media y alta) faltante de Energía Renovable. Para ello tomamos la Inversión Anual Total (Cuadro N°37, Cuadro N°38 y Cuadro N°39) de cada tecnología RER instalada en los diferentes escenarios, y restamos los Ingresos Indirectos Totales según la proyección de precios (Cuadro N°49, Cuadro N°50 y Cuadro N°51) de cada alternativa RER los tres escenarios de demanda faltante RER. (Fórmula N°19)

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =365.988	1.199	8.024	19.699	33.086	44.946	57.691	60.834	65.159	75.114
Precio Medio	VAN Inv Neta =315.702	1.154	7.579	18.274	30.109	40.110	50.455	52.139	54.713	63.047
Precio Alto	VAN Inv Neta =263.331	1.095	6.955	16.179	26.219	34.316	42.369	42.948	44.164	50.861

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual es igual 365 millones 988 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo del petróleo, bonos de carbono y gas natural, 315 millones 702 mil dólares tomando una proyección media y 263 millones 331 mil dólares tomando una proyección del precio alto

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =479.799	1.698	11.068	26.673	44.286	59.643	75.912	79.872	85.457	98.182
Precio Medio	VAN Inv Neta =430.067	1.653	10.626	25.261	41.338	54.856	68.751	71.270	75.125	86.247
Precio Alto	VAN Inv Neta =378.036	1.594	10.005	23.176	37.467	49.094	60.712	62.136	64.644	74.140

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual es igual a 479 millones 799 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo del petróleo, bonos de carbono y gas natural, 430 millones 67 mil dólares tomando una proyección media y 378 millones 36 mil dólares tomando una proyección del precio alto de los mismos.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =1249.259	5.316	32.719	75.559	121.80	160.32	199.38	208.50	222.34	252.91
Precio Medio	VAN Inv Neta =1199.415	5.270	32.277	74.144	118.85	155.52	192.20	199.88	211.99	240.95
Precio Alto	VAN Inv Neta =1147.315	5.212	31.654	72.057	114.97	149.75	184.15	190.73	201.49	228.82

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual es igual a 1249 millones 259 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo del petróleo, bonos de carbono y gas natural, 1199 millones 415 mil dólares tomando una proyección media y 1147 millones 315 mil dólares tomando una proyección del precio alto de los mismos.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =202.752	0.626	4.281	10.702	18.064	24.630	31.725	33.484	35.862	41.356
Precio Medio	VAN Inv Neta =152.960	0.580	3.839	9.288	15.113	19.837	24.556	24.872	25.518	29.407
Precio Alto	VAN Inv Neta =100.893	0.522	3.217	7.202	11.240	14.071	16.513	15.732	15.030	17.292

En esta alternativa el valor presente de las inversiones netas anuales es igual a 202 millones 752 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos tanto del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección media de sus precios el valor

presente de las inversiones netas anuales sería 152 millones 960 mil dólares. Así mismo en una proyección alta de precios, tendremos 100 millones 893 mil dólares.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =278.992	0.900	6.056	14.945	25.117	34.136	43.836	46.229	49.514	57.080
Precio Medio	VAN Inv Neta =232.959	0.856	5.638	13.617	22.360	29.675	37.179	38.248	39.943	46.024
Precio Alto	VAN Inv Neta =183.200	0.800	5.037	11.597	18.623	24.128	29.460	29.496	29.919	34.445

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual es igual a 278 millones 992 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajo, 232 millones 959 mil dólares tomando precios medios y 183 millones 200 mil dólares tomando precios altos.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 52
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)**

Ingr Indirec millones\$	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =365.988	1.199	8.024	19.70	33.086	44.946	57.691	60.834	65.159	75.114
Eólica	VAN Inv Neta =479.799	1.698	11.07	26.67	44.286	59.643	75.912	79.872	85.457	98.182
Solar	VAN Inv Neta =1249.259	5.316	32.72	75.56	121.80	160.32	199.38	208.50	222.34	252.91
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =202.752	0.626	4.281	10.70	18.064	24.630	31.725	33.484	35.862	41.356
Geotérmica	VAN Inv Neta =278.992	0.900	6.056	14.95	25.117	34.136	43.836	46.229	49.514	57.080

Ingr Indirec millones\$	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =315.702	1.154	7.579	18.27	30.109	40.110	50.455	52.139	54.713	63.047
Eólica	VAN Inv Neta =430.067	1.653	10.63	25.26	41.338	54.856	68.751	71.270	75.125	86.247
Solar	VAN Inv Neta =1199.415	5.270	32.28	74.14	118.85	155.52	192.20	199.88	211.99	240.95
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =152.960	0.580	3.839	9.29	15.113	19.837	24.556	24.872	25.518	29.407
Geotérmica	VAN Inv Neta =232.959	0.856	5.638	13.62	22.360	29.675	37.179	38.248	39.943	46.024

Elaboración Propia.

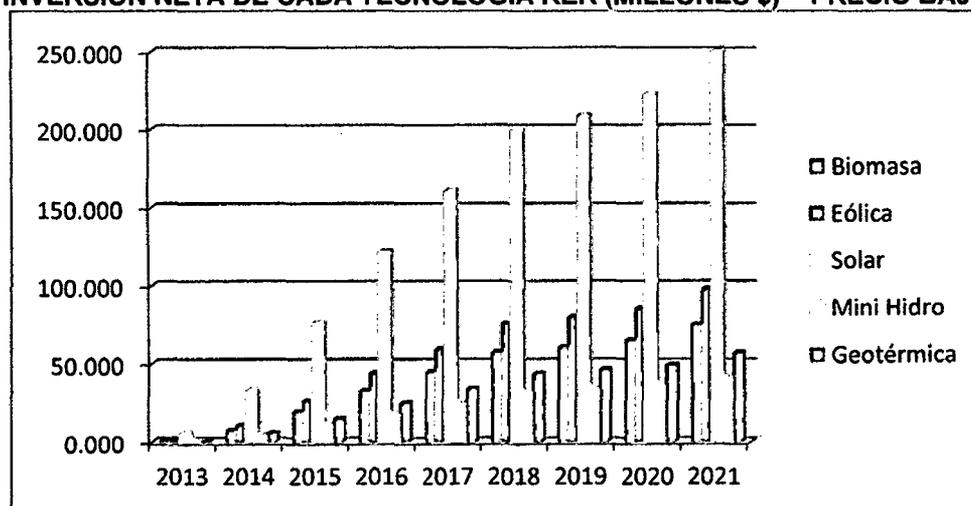
CUADRO N° 52 (CONTINUACIÓN)
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

Ingr Indirec millones\$	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =263.331	1.095	6.955	16.18	26.219	34.316	42.369	42.948	44.164	50.861
Eólica	VAN Inv Neta =378.036	1.594	10.01	23.18	37.467	49.094	60.712	62.136	64.644	74.140
Solar	VAN Inv Neta =1147.315	5.212	31.65	72.06	114.97	149.75	184.15	190.73	201.49	228.82
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =100.893	0.522	3.217	7.202	11.240	14.071	16.513	15.732	15.030	17.292
Geotérmica	VAN Inv Neta =183.200	0.800	5.037	11.60	18.623	24.128	29.460	29.496	29.919	34.445

Elaboración Propia.

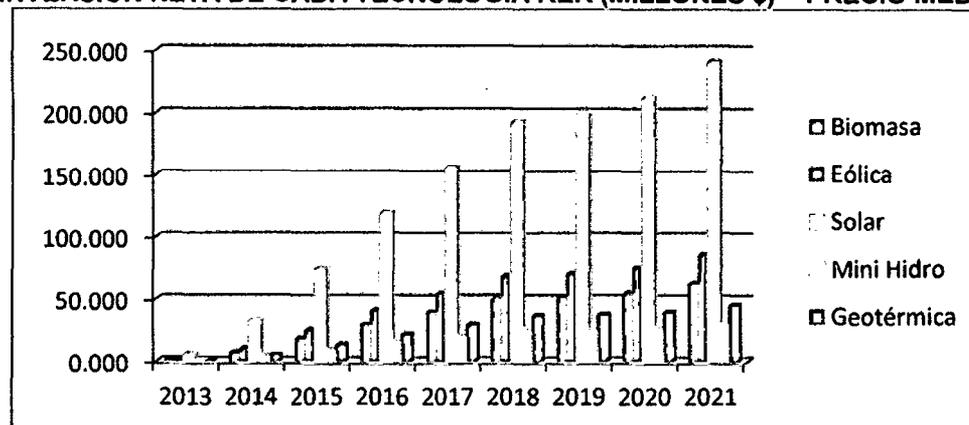
Como resumen de los resultados obtenidos en las 5 alternativas del escenario bajo de demanda faltante RER teniendo en cuenta su inversión total anual de la tecnología RER (Cuadro N° 37) y sus ingresos indirecto totales (Cuadro N° 49), podemos decir que las tecnologías RER presentan una mayor inversión neta tomando en cuenta la proyección de precios bajos para el gas natural exportado, el petróleo importado y bonos de carbono. Esto debido a que un menor precio se genera un menor ingreso indirecto proveniente del ahorro de la no importación de petróleo, exportación de gas natural ahorrado y el ingreso por emisión de CO₂. Al tener un menor ingreso indirecto, la inversión neta será mayor. Por el contrario, si tomamos una proyección de precios altos la inversión neta será menor.

GRÁFICO DE BARRA N° 14
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO

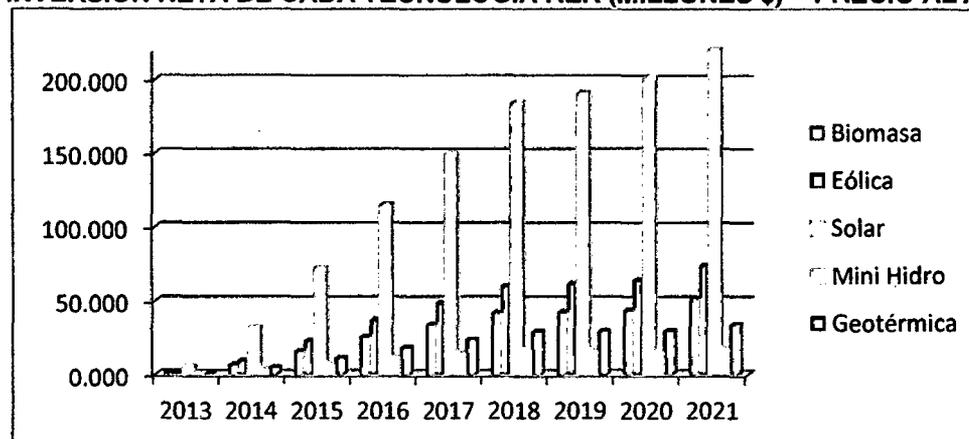


Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 14 (CONTINUACIÓN)
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO



INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo podemos observar una mayor inversión neta anual utilizando la tecnología Solar en comparación a las demás tecnologías RER a pesar de los ingresos indirectos, debido a sus altos costos de inversiones en instalación. La Central Mini-Hidroeléctrica presenta las menores inversiones netas anuales por su menor costo en construcción y por sus ingresos indirectos similares a la tecnología Solar y Eólica. La Biomasa tiene menor inversión neta que la tecnología Eólica debido a sus mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de bonos de carbono. Sin embargo la tecnología Eólica arroja una inversión neta mucho menor que la tecnología Solar. Teniendo en cuenta su curva de aprendizaje y el potencial Eólico que tiene el Perú se presenta como una buena

alternativa para el futuro. Como señalamos en la primera parte de nuestra evaluación, la geotérmica merece un análisis especial. A pesar de que se observa como la segunda energía RER con menor inversión neta, en los costos de construcción (Cuadro N° 13) no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (debido a la falta de una tecnología que realice un buen inventario de las zonas candidatas a ser aptas).

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =448.234	2.790	11.241	24.943	40.497	54.299	69.234	73.306	79.986	91.653
Precio Medio	VAN Inv Neta =387.938	2.687	10.633	23.179	36.931	48.578	60.726	63.040	67.398	77.165
Precio Alto	VAN Inv Neta =325.111	2.553	9.780	20.586	32.271	41.723	51.220	52.187	54.684	62.534

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual es igual 448 millones 234 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo del petróleo, bonos de carbono y gas natural, 387 millones 938 mil dólares tomando una proyección media y 325 millones 111 mil dólares tomando una proyección del precio alto

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =606.808	4.115	16.138	35.083	56.259	74.757	94.498	99.816	108.441	123.355
Precio Medio	VAN Inv Neta =547.176	4.012	15.535	33.335	52.727	69.093	86.079	89.659	95.990	109.026
Precio Alto	VAN Inv Neta =484.757	3.879	14.685	30.754	48.092	62.277	76.628	78.873	83.359	94.489

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual es igual 606 millones 808 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo del petróleo, bonos de carbono y

gas natural, 547 millones 176 mil dólares tomando una proyección media y 484 millones 757 mil dólares tomando una proyección del precio alto

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =1717.336	13.990	52.068	108.53	169.20	220.10	272.45	286.07	307.45	343.28
Precio Medio	VAN Inv Neta =1657.569	13.887	51.464	106.78	165.66	214.43	264.01	275.89	294.97	328.92
Precio Alto	VAN Inv Neta =1595.067	13.754	50.614	104.20	161.02	207.60	254.55	265.09	282.33	314.36

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual en el horizonte de evaluación es igual 1717 millones 336 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo del petróleo, bonos de carbono y gas natural, 1657 millones 569 mil dólares tomando una proyección media del petróleo, bonos de carbono y gas natural. Tendremos un valor presente de la inversión neta de 1595 millones 067 mil dólares tomando una proyección de precio alto del petróleo, gas natural y bonos de carbono.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =243.968	1.424	5.868	13.267	21.650	29.135	37.276	39.506	43.179	49.618
Precio Medio	VAN Inv Neta =184.264	1.321	5.264	11.517	18.115	23.465	28.847	29.338	30.713	35.271
Precio Alto	VAN Inv Neta =121.800	1.189	4.414	8.935	13.476	16.644	19.391	18.545	18.073	20.725

En esta alternativa el valor presente de las inversiones netas anuales en nuestro horizonte de evaluación es igual a 243 millones 968 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos tanto del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección

media de sus precios el valor presente de las inversiones netas anuales sería 184 millones 264 mil dólares. Así mismo en una proyección alta de precios de los mismos, tendremos un valor presente de 121 millones 800 mil dólares.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =340.848	2.089	8.462	18.873	30.660	41.128	52.462	55.554	60.629	69.496
Precio Medio	VAN Inv Neta =285.649	1.990	7.891	17.229	27.357	35.850	44.636	46.131	49.094	56.221
Precio Alto	VAN Inv Neta =225.955	1.862	7.070	14.729	22.881	29.288	35.561	35.796	37.013	42.318

En esta alternativa el valor presente de las inversiones netas anuales es igual a 340 millones 848 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos tanto del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección media de sus precios el valor presente sería 285 millones 649 mil dólares. Así mismo en una proyección alta de precios de los mismos, tendremos un valor presente de 225 millones 955 mil dólares.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 53
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)**

Ingr Indirec millones\$	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =448.234	2.790	11.24	24.94	40.497	54.299	69.234	73.306	79.986	91.653
Eólica	VAN Inv Neta =606.808	4.115	16.14	35.08	56.259	74.757	94.498	99.816	108.44	123.36
Solar	VAN Inv Neta =1717.336	13.99	52.07	108.5	169.20	220.10	272.45	286.07	307.45	343.28
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =243.968	1.424	5.87	13.27	21.650	29.135	37.276	39.506	43.179	49.618
Geotérmica	VAN Inv Neta =340.848	2.089	8.46	18.87	30.660	41.128	52.462	55.554	60.629	69.496

Elaboración Propia.

CUADRO N° 53 (CONTINUACIÓN)
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

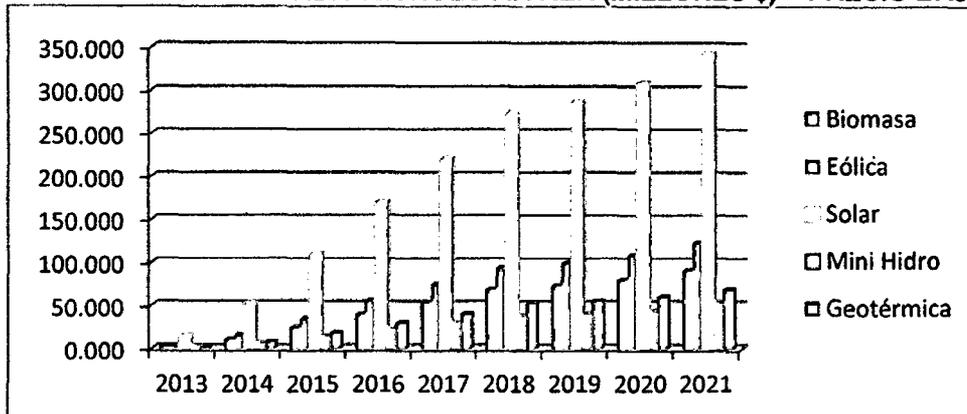
Ingr Indirec millones\$	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =387.938	2.687	10.63	23.18	36.931	48.578	60.726	63.040	67.398	77.165
Eólica	VAN Inv Neta =547.176	4.012	15.54	33.34	52.727	69.093	86.079	89.659	95.990	109.03
Solar	VAN Inv Neta =1657.569	13.89	51.46	106.7	165.66	214.43	264.01	275.89	294.97	328.92
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =184.264	1.321	5.264	11.52	18.115	23.465	28.847	29.338	30.713	35.271
Geotérmica	VAN Inv Neta =285.649	1.990	7.891	17.23	27.357	35.850	44.636	46.131	49.094	56.221

Ingr Indirec millones\$	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =325.111	2.553	9.780	20.59	32.271	41.723	51.220	52.187	54.684	62.534
Eólica	VAN Inv Neta =484.757	3.879	14.69	30.75	48.092	62.277	76.628	78.873	83.359	94.489
Solar	VAN Inv Neta =1595.067	13.75	50.61	104.2	161.02	207.60	254.55	265.09	282.33	314.36
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =121.800	1.189	4.414	8.935	13.476	16.644	19.391	18.545	18.073	20.725
Geotérmica	VAN Inv Neta =225.955	1.862	7.070	14.73	22.881	29.288	35.561	35.796	37.013	42.318

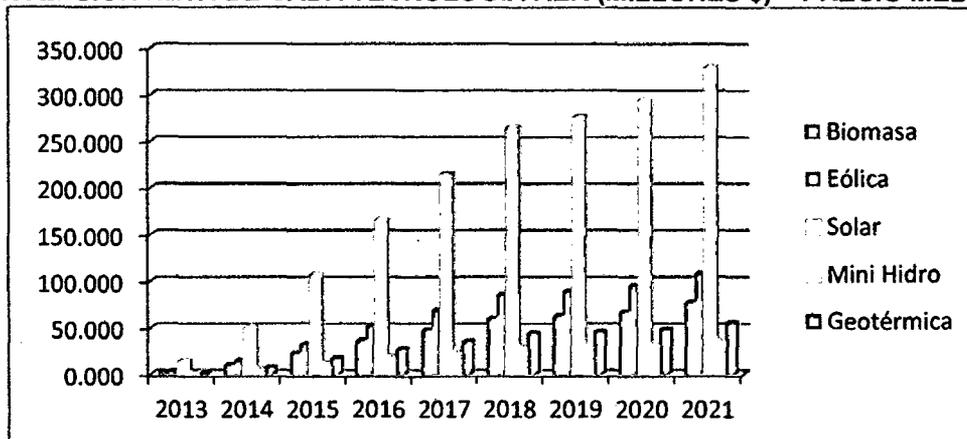
Elaboración Propia.

Como resumen de los resultados obtenidos en las 5 alternativas del escenario medio de demanda faltante RER teniendo en cuenta su inversión total anual de la tecnología RER (Cuadro N° 38) y sus ingresos indirecto totales (Cuadro N° 50), podemos decir que las tecnologías RER presentan una mayor inversión neta tomando en cuenta la proyección de precios bajos para el gas natural exportado, el petróleo importado y bonos de carbono. Esto debido a que un menor precio se genera un menor ingreso indirecto proveniente del ahorro de la no importación de petróleo, exportación de gas natural ahorrado y el ingreso por emisión de CO₂. Al tener un menor ingreso indirecto, la inversión neta será mayor. Por el contrario, si tomamos una proyección de precios altos la inversión neta será menor.

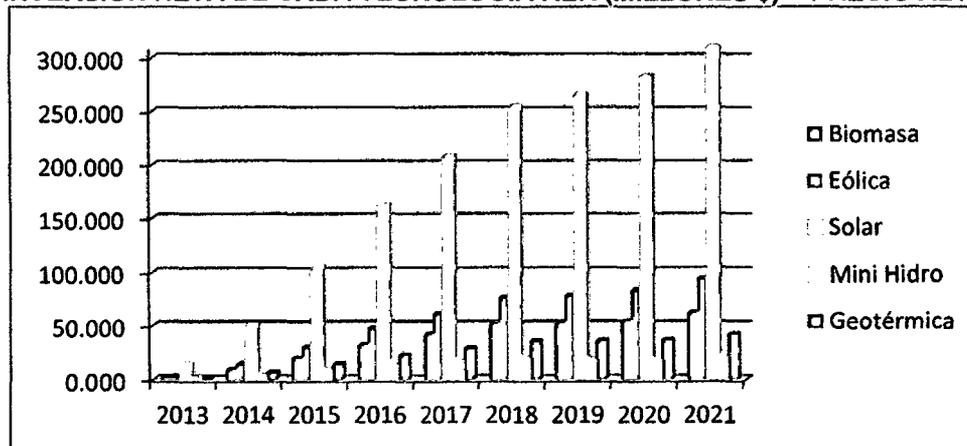
**GRÁFICO DE BARRA N° 15
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO**



INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO



INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, en este escenario observamos una mayor inversión neta

anual utilizando la tecnología Solar en comparación a las demás tecnologías RER a pesar de los ingresos indirectos, debido a sus altos costos de inversiones en instalación. La Central Mini-Hidroeléctrica presenta las menores inversiones netas anuales por su menor costo en construcción y por sus ingresos indirectos similares a la tecnología Solar y Eólica. La Biomasa tiene menor inversión neta que la tecnología Eólica debido a sus mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de bonos de carbono. Sin embargo la tecnología Eólica arroja una inversión neta mucho menor que la tecnología Solar. Teniendo en cuenta su curva de aprendizaje y el potencial Eólico que tiene el Perú se presenta como una buena alternativa para el futuro. Como señalamos anteriormente, la geotérmica merece un análisis especial. A pesar de que se observa como la segunda energía RER con menor inversión neta, en los costos de construcción (Cuadro N° 13) no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (debido a la falta de una tecnología que realice un buen inventario de las zonas candidatas a ser aptas).

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 1: La Demanda de RER faltante es cubierta con Biomasa.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =519.119	5.083	14.653	29.264	45.657	60.721	77.097	83.000	91.483	106.638
Precio Medio	VAN Inv Neta 449.484	4.895	13.863	27.198	41.644	54.333	67.635	71.384	77.091	89.778
Precio Alto	VAN Inv Neta =376.947	4.651	12.752	24.162	36.399	46.678	57.062	59.105	62.555	72.751

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual en nuestro horizonte de evaluación es igual a 519 millones 119 mil dólares tomando en cuenta una proyección baja de precios del petróleo, bonos de carbono y gas natural. Para una proyección más conservadora (precios medios del petróleo, bonos de carbono y gas natural) tenemos un valor presente de 449 millones 484 mil dólares de inversión neta y 376 millones 947 mil dólares tomando una proyección del precio altos de dichos fósiles y bonos de carbono.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 2: La Demanda de RER faltante es cubierta con Eólica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =606.808	7.497	21.101	41.290	63.607	83.796	105.44	113.150	124.105	143.478
Precio Medio	VAN Inv Neta =547.176	7.309	20.317	39.243	59.633	77.472	96.079	101.659	109.870	126.802
Precio Alto	VAN Inv Neta =484.757	7.068	19.212	36.221	54.416	69.860	85.569	89.456	95.429	109.886

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual es igual 703 millones 336 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo del petróleo, bonos de carbono y gas natural, 634 millones 468 mil dólares tomando una proyección media y 562 millones 403 mil dólares tomando una proyección del precio alto

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 3: La Demanda de RER faltante es cubierta con Solar.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =1994.554	25.49	68.519	128.62	192.56	248.11	305.52	325.256	352.410	398.947
Precio Medio	VAN Inv Neta =1925.530	25.30	67.733	126.56	188.57	241.78	296.13	313.740	338.143	382.234
Precio Alto	VAN Inv Neta =1853.370	25.06	66.627	123.54	183.35	234.16	285.61	301.521	323.683	365.295

En esta alternativa el valor presente de la inversión neta anual es igual 1994 millones 554 mil dólares tomando en cuenta una proyección del precio bajo del petróleo, bonos de carbono y gas natural, 1925 millones 530 mil dólares tomando una proyección media y 1853 millones 370 mil dólares tomando una proyección del precio alto

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 4: La Demanda de RER faltante es cubierta con Mini-Hidráulica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =282.449	2.595	7.640	15.545	24.380	32.549	41.476	44.709	49.374	57.738
Precio Medio	VAN Inv Neta =213.498	2.408	6.854	13.497	20.402	26.219	32.102	33.204	35.121	41.042
Precio Alto	VAN Inv Neta =141.382	2.166	5.748	10.473	15.182	18.602	21.585	20.993	20.670	24.114

En esta alternativa el valor presente de las inversiones netas anuales en nuestro horizonte de evaluación es igual a 282 millones 449 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos tanto del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección media de sus precios el valor presente de las inversiones netas anuales sería 213 millones 498 mil dólares. Así mismo en una proyección alta de precios de los mismos, tendremos un valor presente de 141 millones 382 mil dólares.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

-Alternativa 5: La Demanda de RER faltante es cubierta con Geotérmica.

Inv Neta millones\$	Año									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio Bajo	VAN Inv Neta =394.729	3.805	11.029	22.139	34.562	45.987	58.415	62.896	69.341	80.860
Precio Medio	VAN Inv Neta =330.980	3.625	10.286	20.214	30.845	40.093	49.711	52.235	56.154	65.412
Precio Alto	VAN Inv Neta =262.063	3.393	9.218	17.287	25.808	32.766	39.617	40.542	42.342	49.232

En esta alternativa el valor presente de las inversiones netas anuales es igual a 394 millones 729 mil dólares tomando en cuenta una proyección de precios bajos tanto del bono de carbono, gas natural y petróleo. Si tomamos la proyección media de sus precios el valor presente sería 330 millones 980 mil dólares. Así mismo en una proyección alta de precios de los mismos, tendremos un valor presente de 262 millones 063 mil dólares.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 54
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$)

Ingr Indirec millones\$		Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =519.119	5.083	14.65	29.26	45.657	60.721	77.097	83.000	91.483	106.64	
Eólica	VAN Inv Neta =703.336	7.497	21.10	41.29	63.607	83.796	105.44	113.15	124.11	143.48	
Solar	VAN Inv Neta =1994.554	25.49	68.52	128.6	192.56	248.11	305.52	325.26	352.41	398.95	
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =282.449	2.595	7.640	15.55	24.380	32.549	41.476	44.709	49.374	57.738	
Geotérmica	VAN Inv Neta =394.729	3.805	11.03	22.14	34.562	45.987	58.415	62.896	69.341	80.860	

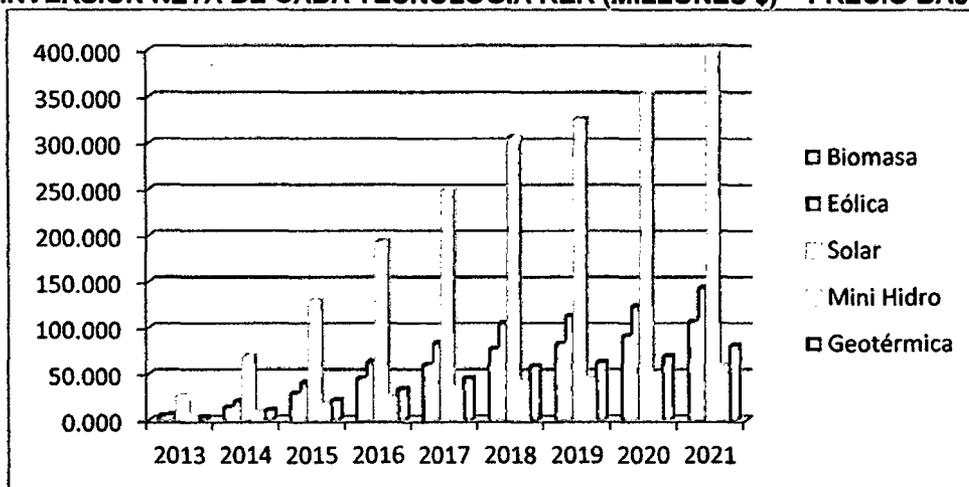
Ingr Indirec millones\$		Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =449.484	4.895	13.86	27.20	41.644	54.333	67.635	71.384	77.091	89.778	
Eólica	VAN Inv Neta =634.468	7.309	20.32	39.24	59.633	77.472	96.079	101.66	109.87	126.80	
Solar	VAN Inv Neta =1925.530	25.30	67.73	126.6	188.57	241.78	296.13	313.74	338.14	382.23	
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =213.498	2.408	6.854	13.50	20.402	26.219	32.102	33.204	35.121	41.042	
Geotérmica	VAN Inv Neta =330.980	3.625	10.29	20.21	30.845	40.093	49.711	52.235	56.154	65.412	

Ingr Indirec millones\$		Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	VAN Inv Neta =376.947	4.651	12.75	24.16	36.40	46.678	57.062	59.105	62.555	72.751	
Eólica	VAN Inv Neta =562.403	7.068	19.21	36.22	54.42	69.860	85.569	89.456	95.429	109.89	
Solar	VAN Inv Neta =1853.370	25.06	66.63	123.5	183.4	234.16	285.61	301.52	323.68	365.30	
Mini-Hidro	VAN Inv Neta =141.382	2.166	5.748	10.47	15.18	18.602	21.585	20.993	20.670	24.114	
Geotérmica	VAN Inv Neta =262.063	3.393	9.218	17.29	25.81	32.766	39.617	40.542	42.342	49.232	

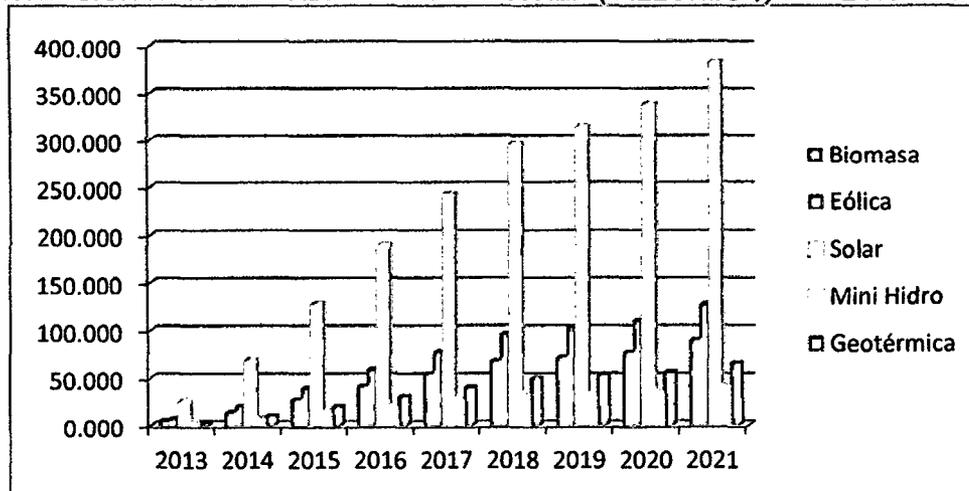
Elaboración Propia.

Como resumen de los resultados obtenidos en las 5 alternativas del escenario alto de demanda faltante RER teniendo en cuenta su inversión total anual de la tecnología RER (Cuadro N° 39) y sus ingresos indirecto totales (Cuadro N° 51), podemos decir que las tecnologías RER presentan una mayor inversión neta tomando en cuenta la proyección de precios bajos para el gas natural exportado, el petróleo importado y bonos de carbono. Esto debido a que un menor precio se genera un menor ingreso indirecto proveniente del ahorro de la no importación de petróleo, exportación de gas natural ahorrado y el ingreso por emisión de CO2. Al tener un menor ingreso indirecto, la inversión neta será mayor.

GRÁFICO DE BARRA N° 16
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO BAJO

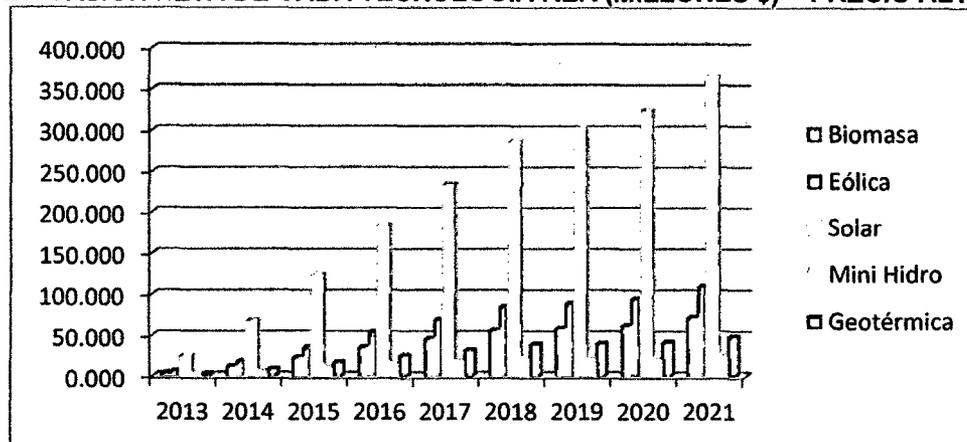


INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO MEDIO



Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 16 (CONTINUACIÓN)
INVERSIÓN NETA DE CADA TECNOLOGÍA RER (MILLONES \$) – PRECIO ALTO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, en este escenario observamos una mayor inversión neta anual utilizando la tecnología Solar en comparación a las demás tecnologías RER a pesar de los ingresos indirectos, debido a sus altos costos de inversiones en instalación. La Central Mini-Hidroeléctrica presenta las menores inversiones netas anuales por su menor costo en construcción y por sus ingresos indirectos similares a la tecnología Solar y Eólica. La Biomasa tiene menor inversión neta que la tecnología Eólica debido a sus mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de bonos de carbono. Sin embargo la tecnología Eólica arroja una inversión neta mucho menor que la tecnología Solar. Teniendo en cuenta su curva de aprendizaje y el potencial Eólico que tiene el Perú se presenta como una buena alternativa para el futuro. Como señalamos anteriormente, la geotérmica merece un análisis especial. A pesar de que se observa como la segunda energía RER con menor inversión neta, en los costos de construcción (Cuadro N° 13) no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (debido a la falta de una tecnología que realice un buen inventario de las zonas candidatas a ser aptas).

La última parte de nuestra evaluación económica consiste en comparar cada alternativa RER empleada en los 15 escenarios para cubrir la demanda (baja, media y alta) faltante de Energía Renovable mediante sus respectivos costos medios sociales. Para ello tomamos la

Inversión Neta Anual (Cuadro N° 52, Cuadro N° 53 y Cuadro N° 54) de cada tecnología RER instalada en los diferentes escenarios, y lo dividimos entre la energía que debe entregar dichas tecnologías en los 3 escenarios (Cuadro N° 31, Cuadro N° 32 y Cuadro N°33) de demanda faltante RER respectivamente. (Fórmula N° 20)

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 55
COSTOS MEDIOS SOCIALES EN CADA AÑO
POR TIPO DE TECNOLOGÍA RER (\$/MWh)**

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		57.225	57.208	57.470	57.080	56.795	56.521	56.450	56.411	56.295
Eólica		81.032	78.909	77.817	76.403	75.366	74.371	74.116	73.983	73.584
Solar		253.67	233.27	220.44	210.14	202.58	195.33	193.47	192.49	189.55
Mini-Hidro		29.856	30.522	31.222	31.164	31.122	31.082	31.071	31.048	30.995
Geotérmica		42.949	43.180	43.601	43.332	43.135	42.946	42.897	42.867	42.780

Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		55.048	54.037	53.313	51.945	50.684	49.431	48.382	47.368	47.252
Eólica		78.867	75.762	73.697	71.317	69.317	67.356	66.134	65.039	64.639
Solar		251.50	230.12	216.31	205.04	196.52	188.30	185.47	183.52	180.58
Mini-Hidro		27.690	27.373	27.098	26.073	25.066	24.058	23.080	22.092	22.040
Geotérmica		40.866	40.198	39.728	38.575	37.497	36.424	35.492	34.581	34.494

Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		52.237	49.583	47.201	45.233	43.361	41.509	39.853	38.235	38.119
Eólica		76.072	71.330	67.613	64.640	62.035	59.480	57.658	55.965	55.566
Solar		248.71	225.69	210.22	198.36	189.23	180.42	176.99	174.44	171.50
Mini-Hidro		24.894	22.939	21.012	19.392	17.780	16.178	14.598	13.012	12.960
Geotérmica		38.179	35.914	33.834	32.128	30.488	28.862	27.370	25.902	25.815

Elaboración Propia.

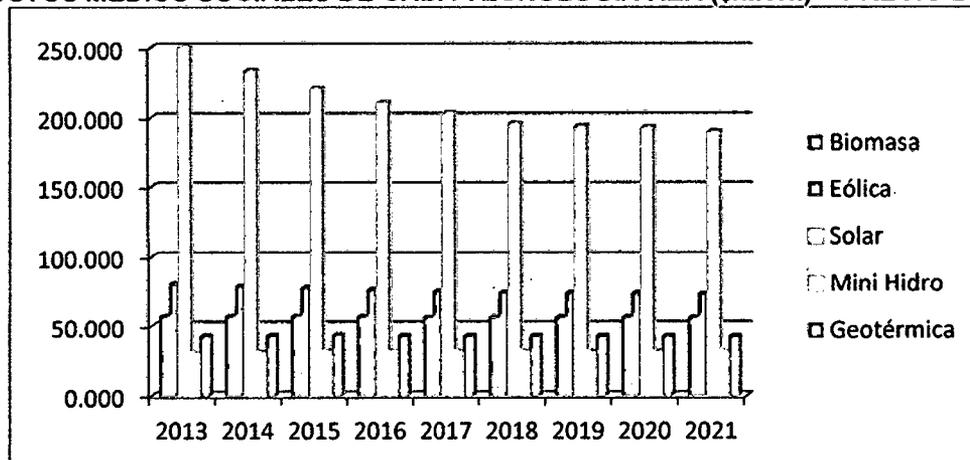
Los resultados obtenidos en las 5 alternativas del escenario bajo de demanda faltante RER, teniendo en cuenta su Inversión Neta Anual de la tecnología RER (Cuadro N° 52) y la energía que debe entregar dichas tecnologías (Cuadro N° 31), muestran que sus costos medios sociales van disminuyendo en el transcurso de los años en nuestro horizonte de evaluación, con excepción de la Mini-Hidroeléctrica y Geotérmica que aumentan sus costos medio sociales los tres próximos años (precios bajos) para luego descender como el resto de las tecnologías RER. Esta disminución se debe a que en nuestro análisis hemos

considerado la curva de aprendizaje de dichas tecnologías y sus respectivos ingresos indirectos (especialmente por emisión de CO2 que difiere por tecnología RER).

Las Centrales Mini-Hidroeléctricas y Geotérmicas aumentan sus costos medio sociales los tres próximos años (tomando en cuenta precios bajos del Petróleo, Gas Natural y Bonos de Carbono) debido a que la inversión anual neta crece a una tasa mayor en comparación a la tasa de crecimiento de la demanda RER en los tres primeros años. A pesar de sus ingresos indirectos generados, se necesita un mayor costo medio óptimo social para cubrir la Inversión Neta Anual en estos tres años; debido a que en nuestro análisis hemos considerado una menor curva de aprendizaje en comparación a las otras tecnologías RER

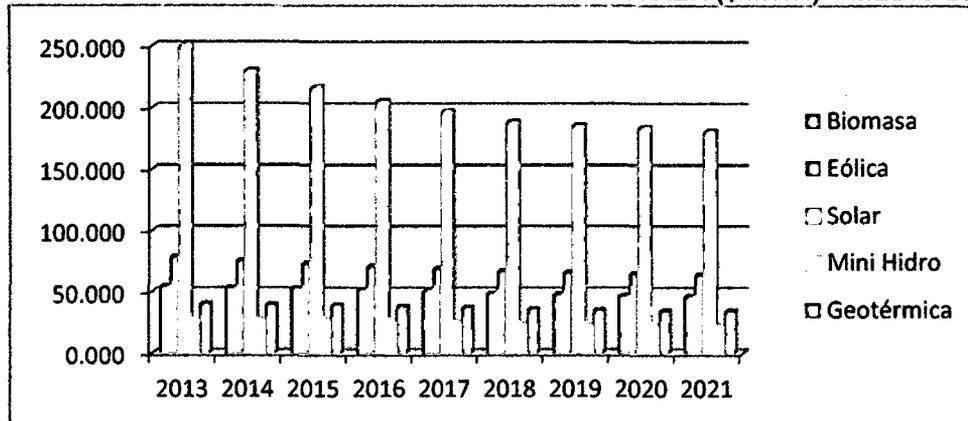
Las tres primeras adjudicaciones (para las 5 alternativas RER) muestran entregas de energía muy diferenciadas en este escenarios bajo de demanda RER.. Esto ocasiona que las inversiones netas anuales tengan tasas de crecimiento muy diferenciadas para cada tecnología RER. Las curvas de aprendizaje de las tecnologías Solar, Eólica y Biomasa han hecho que estas tasas de crecimiento de las inversiones netas disminuyan. Al tener una menor curva de aprendizaje la Central Mini-Hidroeléctrica y Geotérmica no pueden disminuir las grandes diferencias de sus inversiones netas anuales, por lo tanto la tasa de crecimiento de estas inversiones es mayor a la tasa de crecimiento de la demanda RER en estos años.

GRÁFICO DE BARRA N° 17
COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWh) – PRECIO BAJO

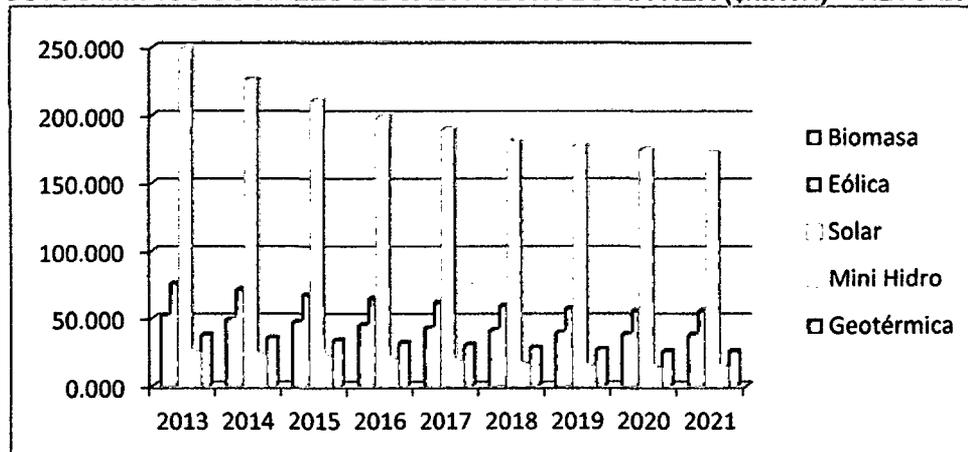


Elaboración Propia.

**GRÁFICO DE BARRA N° 17 (CONTINUACIÓN)
COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWH) – MEDIO BAJO**



COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWH) – ALTO BAJO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, observamos un mayor costo medio social utilizando la tecnología Solar en comparación a las demás RER, debido a sus altos costos en instalación y su bajo factor de planta. A pesar de tener una curva de aprendizaje pronunciada todavía no llega a competir con las demás tecnologías RER. La Central Mini-Hidroeléctrica presenta los menores costos medios sociales, ya que presenta un menor costo en construcción, un mayor factor de planta y unos ingresos indirectos similares a la Solar y Eólica. La Biomasa tiene menor costo medio social en comparación con la Eólica, a pesar de que esta última tiene una curva de aprendizaje más pronunciada y un costo variable menor (Cuadro N° 12). Esto es debido a la gran diferencia en sus factores de planta (Cuadro N° 10) y a los

mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de bonos de carbono utilizando la Biomasa. La Eólica arroja un costo medio social mucho menor que la tecnología Solar. Teniendo en cuenta su curva de aprendizaje y el potencial Eólico que tiene el Perú se presenta como una alternativa para ser considerada en el futuro. Como señalamos anteriormente, en nuestro análisis de las Centrales Geotérmica no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 56
COSTOS MEDIOS SOCIALES EN CADA AÑO
POR TIPO DE TECNOLOGÍA RER (\$/MWh)**

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	58.764	58.643	58.788	58.328	58.001	57.695	57.610	57.460	57.210	
Eólica	86.668	84.188	82.688	81.031	79.853	78.748	78.443	77.902	76.998	
Solar	294.66	271.63	255.80	243.70	235.11	227.04	224.82	220.87	214.27	
Mini-Hidro	30.000	30.613	31.270	31.183	31.121	31.063	31.047	31.019	30.972	
Geotérmica	43.994	44.146	44.481	44.160	43.932	43.718	43.659	43.554	43.379	

Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	56.586	55.472	54.630	53.192	51.891	50.605	49.542	48.417	48.166	
Eólica	84.503	81.042	78.568	75.944	73.804	71.733	70.462	68.957	68.054	
Solar	292.49	268.48	251.67	238.60	229.05	220.01	216.82	211.90	205.31	
Mini-Hidro	27.833	27.464	27.145	26.091	25.065	24.040	23.056	22.064	22.016	
Geotérmica	41.911	41.164	40.608	39.403	38.295	37.197	36.254	35.268	35.093	

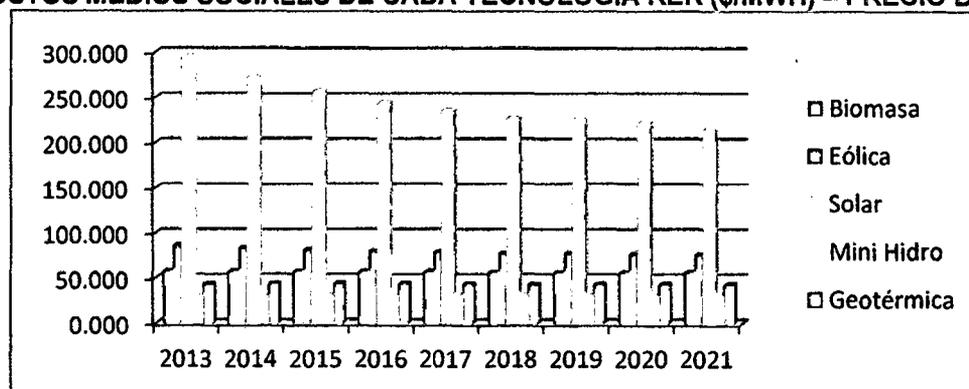
Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	53.776	51.018	48.519	46.480	44.568	42.683	41.013	39.284	39.033	
Eólica	81.708	76.610	72.485	69.267	66.523	63.857	61.985	59.883	58.980	
Solar	289.69	264.04	245.58	231.92	221.76	212.13	208.33	202.82	196.22	
Mini-Hidro	25.037	23.030	21.059	19.410	17.779	16.159	14.574	12.984	12.936	
Geotérmica	39.224	36.880	34.714	32.956	31.285	29.634	28.132	26.590	26.415	

Elaboración Propia.

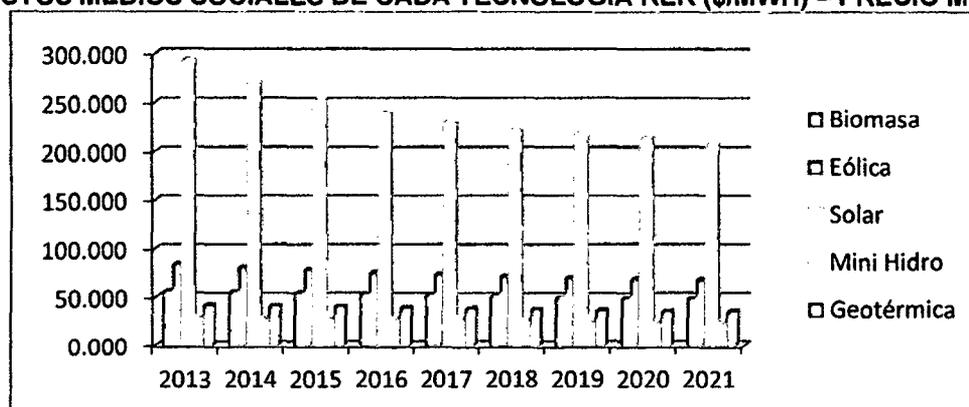
Los resultados obtenidos del escenario medio de demanda faltante RER, teniendo en cuenta la Inversión Neta (Cuadro N° 53) y la energía entregada (Cuadro N° 32), muestran que los costos medios sociales van disminuyendo, con excepción de la Mini-Hidroeléctrica y Geotérmica (precios bajos del Petróleo, Gas Natural y Bonos de Carbono). Las Centrales Mini-Hidroeléctricas y Geotérmicas aumentan sus costos medio sociales los tres próximos años debido a que la inversión anual neta crece a una tasa mayor en comparación a la tasa

de crecimiento de la demanda RER. A pesar de sus ingresos indirectos generados, se necesita un mayor costo medio social para cubrir la Inversión Neta Anual en estos años; debido a la menor curva de aprendizaje de estas RER, lo que no disminuye las altas tasas de crecimiento de las inversiones netas anuales (como lo hacen las otras RER).

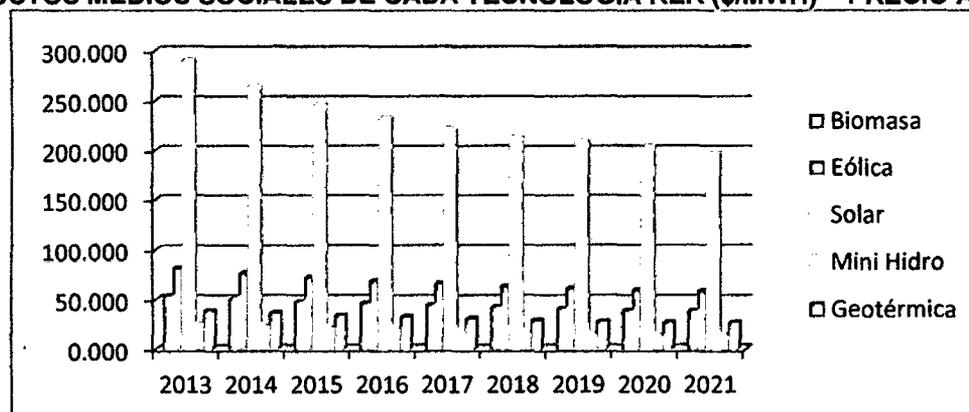
**GRÁFICO DE BARRA N° 18
COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWH) – PRECIO BAJO**



COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWH) – PRECIO MEDIO



COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWH) – PRECIO ALTO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, en este escenario observamos un mayor costo medio social utilizando la tecnología Solar en comparación a las demás tecnologías RER, debido a sus altos costos de inversiones en instalación y su bajo factor de planta. La tecnología Solar a pesar de tener una curva de aprendizaje pronunciada todavía no llega a competir con las demás RER. La Central Mini-Hidroeléctrica presenta los menores costos medios sociales, ya que presenta un menor costo en construcción, un mayor factor de planta y unos ingresos indirectos similares a la Solar y Eólica. La Biomasa tiene menor costo medio social en comparación con la Eólica, a pesar de que esta última tiene una curva de aprendizaje más pronunciada y un costo variable menor (Cuadro N° 12). Esto es debido al factor de planta (Cuadro N° 10) y a los mayores ingresos indirectos (venta de bonos de carbono) de la Biomasa. Como señalamos anteriormente, en nuestro análisis de las Centrales Geotérmica no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada.

**CUADRO N° 57
COSTOS MEDIOS SOCIALES EN CADA AÑO
POR TIPO DE TECNOLOGÍA RER (\$/MWh)**

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	58.764	58.762	58.905	58.432	58.087	57.766	57.652	57.482	57.199	
Eólica	86.668	84.619	83.113	81.406	80.160	79.004	78.595	77.979	76.959	
Solar	294.66	274.77	258.89	246.44	237.35	228.91	225.93	221.43	213.99	
Mini-Hidro	30.000	30.635	31.292	31.202	31.137	31.077	31.055	31.023	30.970	
Geotérmica	43.994	44.229	44.563	44.233	43.992	43.768	43.689	43.569	43.372	

Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	56.586	55.591	54.748	53.296	51.976	50.676	49.584	48.438	48.156	
Eólica	84.503	81.472	78.992	76.319	74.111	71.988	70.613	69.034	68.015	
Solar	292.49	271.62	254.76	241.34	231.29	221.88	217.93	212.47	205.02	
Mini-Hidro	27.833	27.486	27.168	26.111	25.081	24.053	23.064	22.068	22.014	
Geotérmica	41.911	41.247	40.690	39.476	38.354	37.246	36.283	35.283	35.086	

Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa	53.776	51.137	48.636	46.584	44.653	42.754	41.055	39.305	39.023	
Eólica	81.708	77.041	72.909	69.642	66.830	64.113	62.137	59.961	58.941	
Solar	289.69	267.18	248.68	234.65	224.00	214.00	209.44	203.38	195.94	
Mini-Hidro	25.037	23.052	21.081	19.430	17.795	16.173	14.582	12.988	12.934	
Geotérmica	39.224	36.964	34.797	33.029	31.345	29.684	28.161	26.605	26.407	

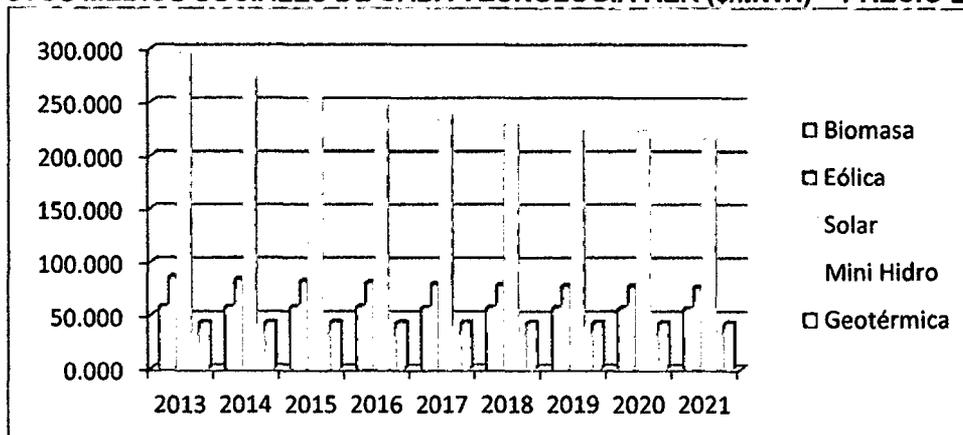
Elaboración Propia.

Los resultados obtenidos en las 5 alternativas del escenario alto de demanda faltante RER, teniendo en cuenta su Inversión Neta Anual de la tecnología RER (Cuadro N° 54) y la energía que debe entregar dichas tecnologías (Cuadro N° 33), también muestran que sus costos medios sociales van disminuyendo en el transcurso de los años en nuestro horizonte de evaluación, con excepción de la Mini-Hidroeléctrica y Geotérmica que aumentan sus costos medio sociales los tres próximos años (tomando en cuenta precios bajos del Petróleo, Gas Natural y Bonos de Carbono) para luego descender como el resto de las tecnologías RER. Esta disminución se debe a que en nuestro análisis hemos considerado la curva de aprendizaje de dichas tecnologías y sus respectivos ingresos indirectos (especialmente por emisión de CO₂ que difiere por tecnología RER).

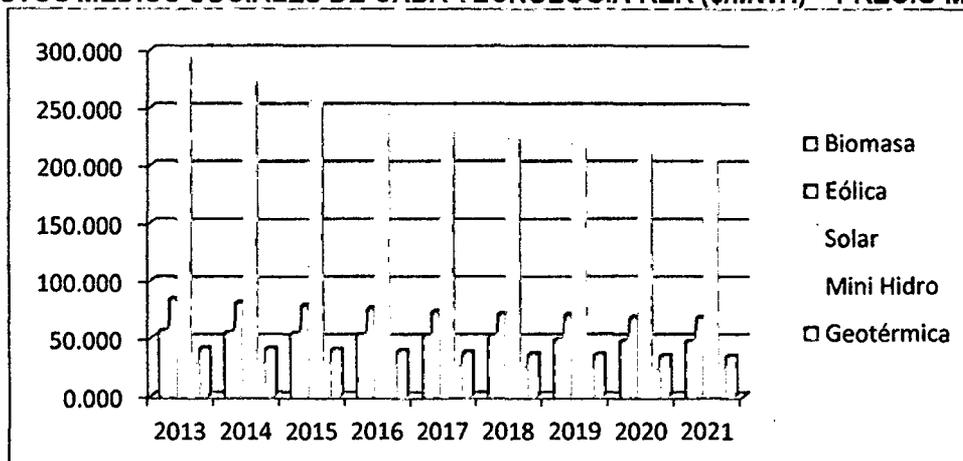
Las Centrales Mini-Hidroeléctricas y Geotérmicas aumentan sus costos medio sociales los tres próximos años debido a que la inversión anual neta crece a una tasa mayor en comparación a la tasa de crecimiento de la demanda RER en los tres primeros años. A pesar de sus ingresos indirectos generados, se necesita un mayor costo medio óptimo social para cubrir la Inversión Neta Anual en estos tres años; debido a que en nuestro análisis hemos considerado una menor curva de aprendizaje en comparación a las otras tecnologías RER

Las tres primeras adjudicaciones (para las 5 alternativas RER) muestran entregas de energía muy diferenciadas en este escenario bajo de demanda RER. Esto ocasiona que las inversiones netas anuales tengan tasas de crecimiento muy diferenciadas para cada tecnología RER. Las curvas de aprendizaje de las tecnologías Solar, Eólica y Biomasa han hecho que estas tasas de crecimiento de las inversiones netas disminuyan. Al tener una menor curva de aprendizaje la Central Mini-Hidroeléctrica y Geotérmica no pueden disminuir las grandes diferencias de sus inversiones netas anuales, por lo tanto la tasa de crecimiento de estas inversiones es mayor a la tasa de crecimiento de la demanda RER en estos años.

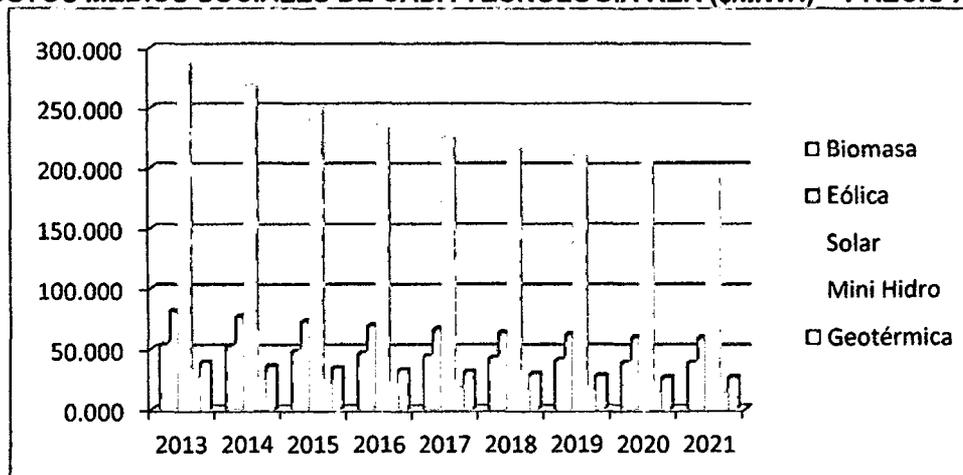
GRÁFICO DE BARRA N° 19
COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWH) – PRECIO BAJO



COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWH) – PRECIO MEDIO



COSTOS MEDIOS SOCIALES DE CADA TECNOLOGÍA RER (\$/MWH) – PRECIO ALTO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, en este escenario también observamos un mayor costo medio social utilizando la tecnología Solar en comparación a las otras tecnologías RER, debido a sus altos costos de instalación y su bajo factor de planta. A pesar de su curva de aprendizaje todavía no llega a competir con las demás tecnologías RER. La Central Mini-Hidroeléctrica presenta los menores costos medios sociales en nuestro horizonte de evaluación, ya que presenta el menor costo en construcción (por ser una tecnología madura), un mayor factor de planta y unos ingresos indirectos similares a la Solar y Eólica. La Biomasa tiene menor costo medio social en comparación con la tecnología Eólica, a pesar de que esta última tiene una curva de aprendizaje más pronunciada y un costo variable menor (Cuadro N° 12). Esto es debido a los factores de planta (Cuadro N° 10) y a los mayores ingresos indirectos (venta de bonos de carbono) utilizando la Biomasa. Sin embargo la tecnología Eólica arroja un costo medio social mucho menor que la tecnología Solar. Teniendo en cuenta su curva de aprendizaje y el potencial Eólico que tiene el Perú se presenta como una alternativa para ser considerada en el futuro. Como señalamos anteriormente, en nuestro análisis de las Centrales Geotérmica (segunda tecnología RER con menor costo medio social) no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (debido a los altos costos en tecnología que permitan realizar un buen inventario de las zonas candidatas a ser aptas para su instalación).

Adicional a los resultados anteriores podemos determinar el incremento o aumento del costo promedio del sistema eléctrico peruano si se decide cubrir la Inversión Neta Anual de tecnologías RER con la demanda total del sistema. Para ello tomamos la Inversión Neta Anual (Cuadro N° 54, Cuadro N° 55 y Cuadro N° 56) de cada tecnología RER instalada en los diferentes escenarios, y lo dividimos entre la demanda total de energía eléctrica en GWh (Cuadro N° 26) en los 3 escenarios (bajo, medio y alto), para nuestro horizonte de evaluación 2012-2021 respectivamente. (Fórmula N° 21)

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 58

AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO (\$/MWh)

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.030	0.190	0.426	0.648	0.813	0.964	0.998	1.042	1.136
Eólica		0.043	0.262	0.576	0.868	1.079	1.269	1.310	1.367	1.485
Solar		0.133	0.775	1.632	2.387	2.901	3.332	3.419	3.556	3.825
Mini-Hidro		0.016	0.101	0.231	0.354	0.446	0.530	0.549	0.574	0.626
Geotérmica		0.023	0.143	0.323	0.492	0.618	0.733	0.758	0.792	0.863

Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.029	0.179	0.395	0.590	0.726	0.843	0.855	0.875	0.954
Eólica		0.041	0.252	0.546	0.810	0.993	1.149	1.169	1.201	1.305
Solar		0.132	0.764	1.602	2.329	2.815	3.212	3.278	3.390	3.644
Mini-Hidro		0.015	0.091	0.201	0.296	0.359	0.410	0.408	0.408	0.445
Geotérmica		0.021	0.133	0.294	0.438	0.537	0.621	0.627	0.639	0.696

Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.027	0.165	0.350	0.514	0.621	0.708	0.704	0.706	0.769
Eólica		0.040	0.237	0.501	0.734	0.888	1.015	1.019	1.034	1.121
Solar		0.131	0.750	1.557	2.253	2.710	3.077	3.128	3.222	3.461
Mini-Hidro		0.013	0.076	0.156	0.220	0.255	0.276	0.258	0.240	0.262
Geotérmica		0.020	0.119	0.251	0.365	0.437	0.492	0.484	0.478	0.521

Elaboración Propia.

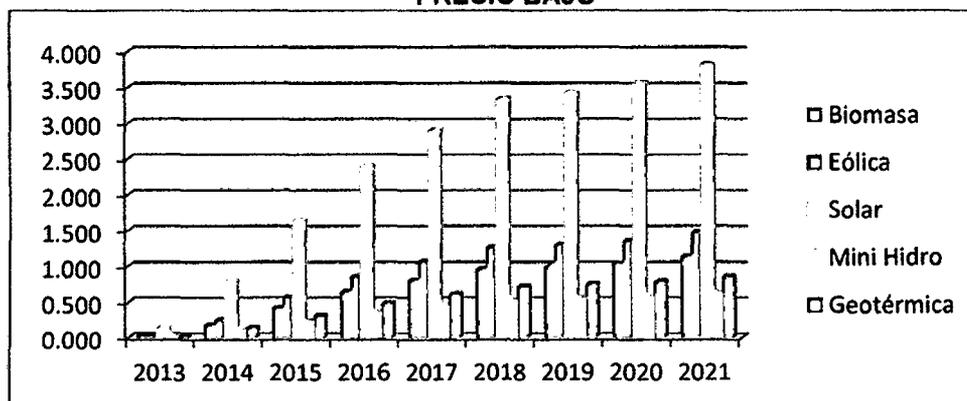
Los resultados obtenidos con las 5 tecnologías del escenario bajo de demanda faltante RER, teniendo en cuenta su Inversión Neta Anual de la tecnología RER (Cuadro N° 52) y la demanda baja de energía total del sistema eléctrico peruano (Cuadro N° 26), muestran que en nuestro horizonte de evaluación hay un incremento de los costes anuales del sistema eléctrico (cada vez mayor) para cubrir la inversión neta de cada tecnología RER. Como señalamos anteriormente cada adjudicación entrega anualmente la energía RER requerida hasta que el contrato haya finalizado (Gráfico de Barra N° 3). En el año 2013 entra en operación la primera adjudicación, en el año 2014 seguirá operando y entrara en operación la segunda adjudicación, así sucesivamente. Por ello cada año se incrementa el costo promedio en el sistema eléctrico para poder cubrir la inversión neta respectiva.

Tomando en cuenta precios bajos del Petróleo, Gas Natural y Bonos de Carbono en el año 2019 vemos un ligero menor aumento de los costes anuales del sistema eléctrico implementando Centrales Mini-Hidroeléctricas, debido a que la inversión anual neta crece a

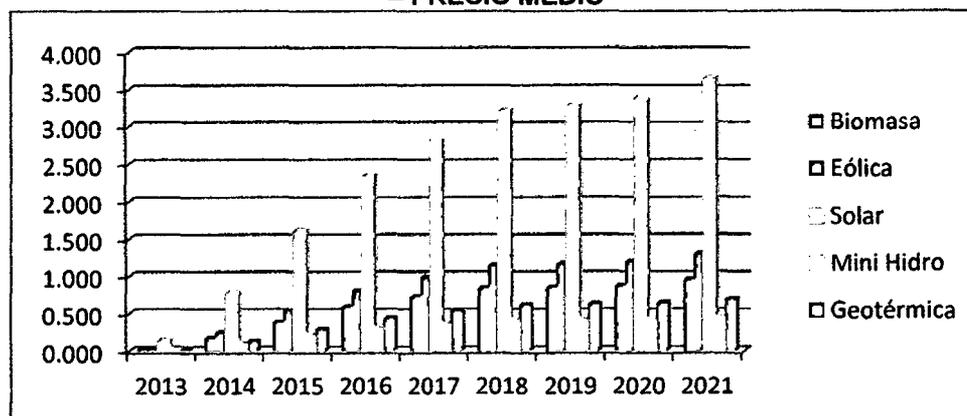
una tasa menor en comparación a la tasa de crecimiento de la demanda baja de energía total del sistema eléctrico peruano (Cuadro N° 26), El factor de planta y los ingresos indirectos son causantes de la disminución en la tasa de crecimiento de la inversión neta.

Tomando en cuenta precios altos del Petróleo, Gas Natural y Bonos de Carbono en el año 2019 vemos un ligero menor aumento de los costes anuales del sistema eléctrico implementando Centrales Mini-Hidroeléctricas y Geotérmicas, debido a que la inversión anual neta crece a una tasa menor en comparación a la tasa de crecimiento de la demanda baja de energía total del sistema eléctrico peruano (Cuadro N° 26), Su alto factor de planta (menor costo de instalación) y sus ingresos indirectos en ese año son causantes de la disminución en la tasa de crecimiento de la inversión neta respectiva.

GRÁFICO DE BARRA N° 20
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO

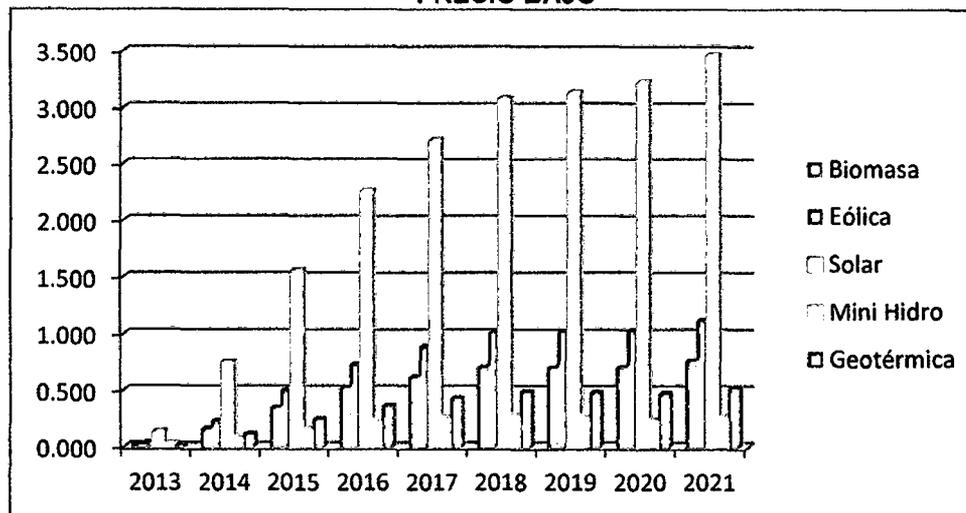


AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO MEDIO



Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 20 (CONTINUACIÓN)
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, observamos un mayor incremento del costo promedio del sistema eléctrico peruano utilizando la tecnología Solar en comparación a las demás RER, debido a sus altos costos en instalación y su bajo factor de planta. La Central Mini-Hidroeléctrica presenta los menores incrementos del costo promedio del sistema eléctrico peruano, ya que presenta un menor costo en construcción, un mayor factor de planta y unos ingresos indirectos similares a la Solar y Eólica. La Biomasa tiene menores incrementos del costo promedio del sistema en comparación con la Eólica, debido a la gran diferencia en sus factores de planta (Cuadro N° 10) y a los mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de bonos de carbono utilizando la Biomasa. La Eólica arroja un incremento del costo promedio del sistema mucho menor que la tecnología Solar. La tecnología Eólica se presenta como una alternativa para ser considerada en el futuro. Como señalamos anteriormente, en nuestro análisis de las Centrales Geotérmica no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (En el mundo existen pocas de esta RER).

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 59
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO (\$/MWh)

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.069	0.260	0.521	0.760	0.934	1.092	1.130	1.189	1.282
Eólica		0.102	0.373	0.732	1.055	1.286	1.490	1.539	1.612	1.726
Solar		0.346	1.204	2.265	3.174	3.785	4.295	4.409	4.570	4.803
Mini-Hidro		0.035	0.136	0.277	0.406	0.501	0.588	0.609	0.642	0.694
Geotérmica		0.052	0.196	0.394	0.575	0.707	0.827	0.856	0.901	0.972

Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.067	0.246	0.484	0.693	0.835	0.957	0.972	1.002	1.080
Eólica		0.099	0.359	0.696	0.989	1.188	1.357	1.382	1.427	1.525
Solar		0.344	1.190	2.229	3.107	3.687	4.162	4.253	4.385	4.602
Mini-Hidro		0.033	0.122	0.240	0.340	0.404	0.455	0.452	0.457	0.494
Geotérmica		0.049	0.182	0.360	0.513	0.616	0.704	0.711	0.730	0.787

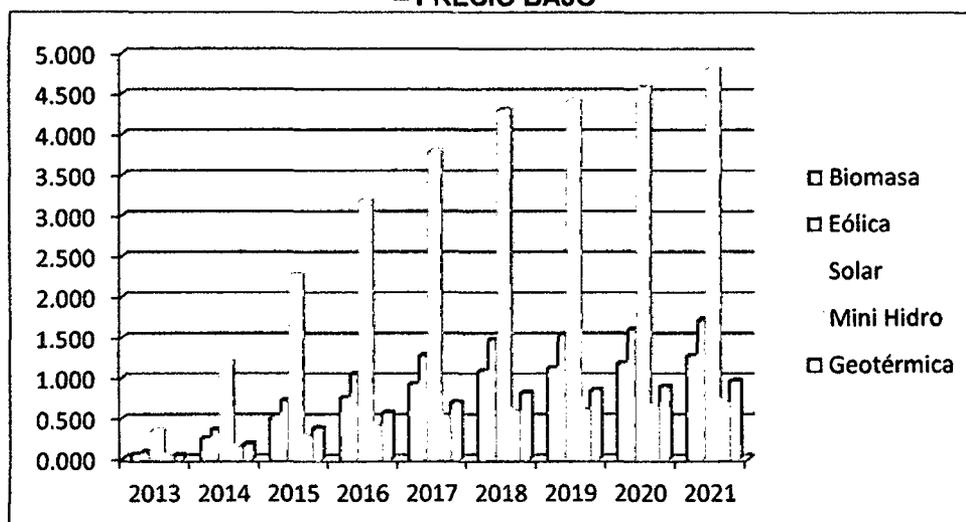
Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.063	0.226	0.430	0.605	0.717	0.808	0.804	0.813	0.875
Eólica		0.096	0.339	0.642	0.902	1.071	1.208	1.216	1.239	1.322
Solar		0.341	1.170	2.175	3.020	3.570	4.013	4.086	4.197	4.399
Mini-Hidro		0.029	0.102	0.186	0.253	0.286	0.306	0.286	0.269	0.290
Geotérmica		0.046	0.163	0.307	0.429	0.504	0.561	0.552	0.550	0.592

Elaboración Propia.

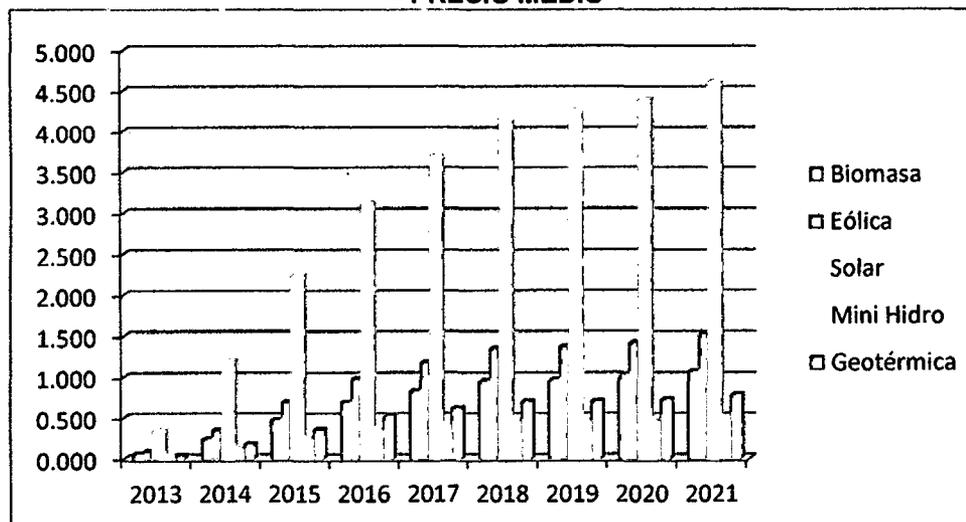
Los resultados obtenidos en las 5 alternativas del escenario medio de demanda faltante RER, teniendo en cuenta su Inversión Neta Anual de la tecnología RER (Cuadro N° 53) y la demanda media de energía total del sistema eléctrico peruano (Cuadro N° 26), muestran que hay un incremento de los costes del sistema cada vez mayor. Como señalamos en el escenario anterior, cada adjudicación entrega anualmente la energía RER requerida hasta que finalice el contrato (Gráfico de Barra N° 3). Por ello cada año se incrementa el costo promedio en el sistema eléctrico para poder cubrir la inversión neta de cada adjudicación.

Tomando en cuenta precios altos del Petróleo, Gas Natural y Bonos de Carbono vemos un ligero menor aumento de los costes anuales del sistema eléctrico implementando Centrales Mini-Hidroeléctricas y Geotérmicas en el año 2019, debido también a que la inversión anual neta crece a una tasa ligeramente menor en comparación a la tasa de crecimiento de la demanda baja de energía total del sistema (Cuadro N° 26), Esto es producto de Su alto factor de planta (menor costo de instalación) y sus ingresos indirectos en ese año (disminución en la tasa de crecimiento de la inversión neta respectiva).

GRÁFICO DE BARRA N° 21
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO

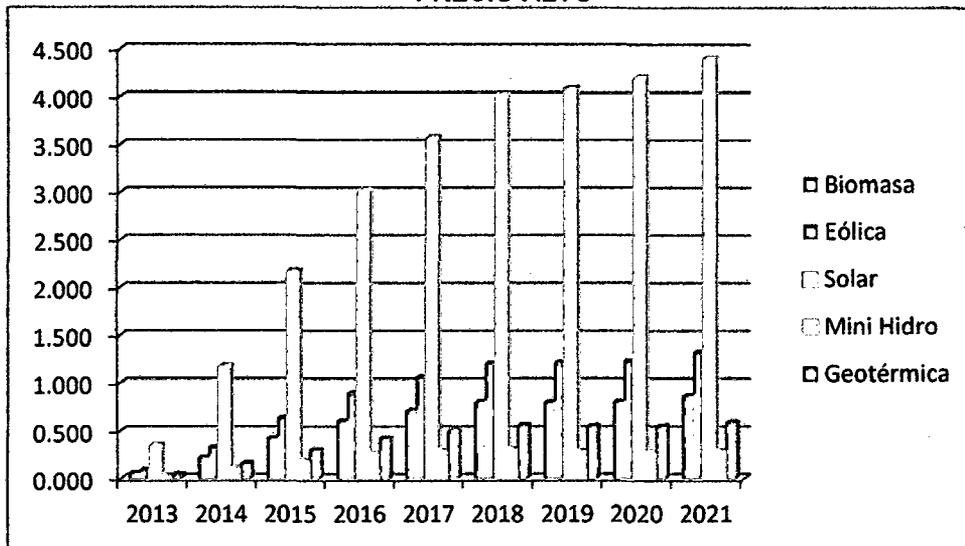


AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO MEDIO



Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 21 (CONTINUACIÓN)
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO ALTO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, observamos un mayor incremento del costo promedio del sistema utilizando la Solar, debido a sus altos costos en instalación y su bajo factor de planta. Las Mini-Hidroeléctricas presentan los menores incrementos del costo promedio del sistema, ya que presenta un bajo costo en construcción, un factor de planta de 0.6 y unos ingresos indirectos similares a la Solar y Eólica. La Biomasa tiene menor incrementos del costo promedio en comparación con la Eólica, debido a su factor de planta (Cuadro N° 10) y a los mayores ingresos indirectos (venta de bonos de carbono). La Eólica presenta un incremento del costo promedio del sistema menor al de la tecnología Solar. Como dijimos en el escenario anterior, la tecnología Eólica se presenta como una alternativa para ser considerada en el futuro. Las Centrales Geotérmica tienen un alto costo de exploración y un alto riesgo en la operación

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 60
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO (\$/MWh)

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.123	0.330	0.593	0.829	1.006	1.166	1.217	1.284	1.390
Eólica		0.182	0.475	0.836	1.155	1.389	1.595	1.659	1.742	1.870
Solar		0.619	1.543	2.605	3.497	4.112	4.621	4.768	4.945	5.200
Mini-Hidro		0.063	0.172	0.315	0.443	0.539	0.627	0.655	0.693	0.753
Geotérmica		0.092	0.248	0.448	0.628	0.762	0.883	0.922	0.973	1.054

Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.119	0.312	0.551	0.756	0.901	1.023	1.046	1.082	1.170
Eólica		0.178	0.457	0.795	1.083	1.284	1.453	1.490	1.542	1.653
Solar		0.615	1.525	2.564	3.425	4.007	4.479	4.599	4.745	4.982
Mini-Hidro		0.058	0.154	0.273	0.371	0.435	0.486	0.487	0.493	0.535
Geotérmica		0.088	0.232	0.409	0.560	0.665	0.752	0.766	0.788	0.853

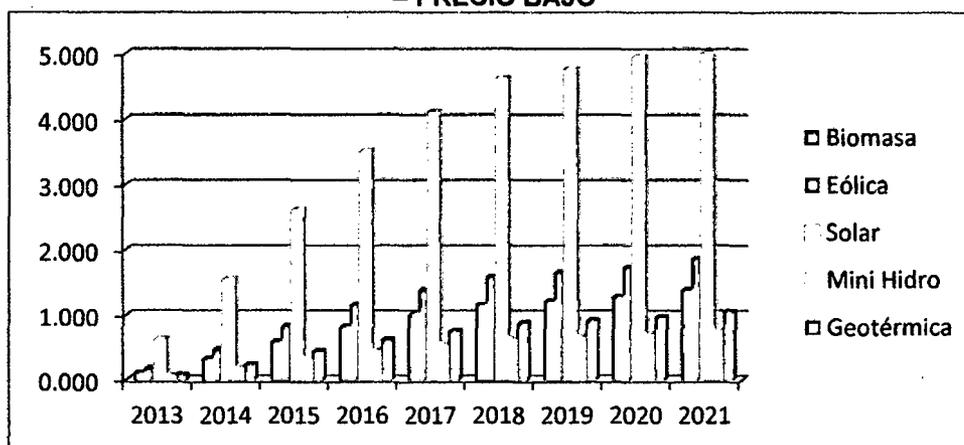
Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.113	0.287	0.489	0.661	0.774	0.863	0.866	0.878	0.948
Eólica		0.172	0.433	0.734	0.988	1.158	1.294	1.311	1.339	1.432
Solar		0.609	1.500	2.503	3.330	3.881	4.319	4.420	4.542	4.762
Mini-Hidro		0.053	0.129	0.212	0.276	0.308	0.326	0.308	0.290	0.314
Geotérmica		0.082	0.208	0.350	0.469	0.543	0.599	0.594	0.594	0.642

Elaboración Propia.

Los resultados obtenidos con las 5 tecnologías del escenario bajo de demanda faltante RER, teniendo en cuenta su Inversión Neta Anual de la tecnología RER (Cuadro N° 52) y la demanda baja de energía total del sistema eléctrico peruano (Cuadro N° 26), muestran que en nuestro horizonte de evaluación hay un incremento de los costes anuales del sistema eléctrico (cada vez mayor) para cubrir la inversión neta de cada tecnología RER. Como señalamos anteriormente cada adjudicación entrega anualmente la energía RER requerida hasta que el contrato haya finalizado (Gráfico de Barra N° 3). En el año 2013 entra en operación la primera adjudicación, en el año 2014 seguirá operando y entrara en operación la segunda adjudicación, así sucesivamente. Por ello cada año se incrementa el costo promedio en el sistema eléctrico para poder cubrir la inversión neta respectiva.

Tomando en cuenta precios bajos del Petróleo, Gas Natural y Bonos de Carbono en el año 2019 vemos un ligero menor aumento de los costes anuales del sistema eléctrico implementando Centrales Mini-Hidroeléctricas, debido a que la inversión anual neta crece a una tasa menor en comparación a la tasa de crecimiento de la demanda baja de energía total del sistema eléctrico peruano (Cuadro N° 26), El factor de planta y los ingresos indirectos son causantes de la disminución en la tasa de crecimiento de la inversión neta. Lo mismo sucede en un escenario de precios altos del Petróleo, Gas Natural y Bonos de Carbono (2019) implementando Centrales Mini-Hidroeléctricas y Geotérmicas. Su alto factor de planta (menor costo de instalación) y sus ingresos indirectos en ese año son causantes de la disminución en la tasa de crecimiento de la inversión neta respectiva.

GRÁFICO DE BARRA N° 22
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO



AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO MEDIO

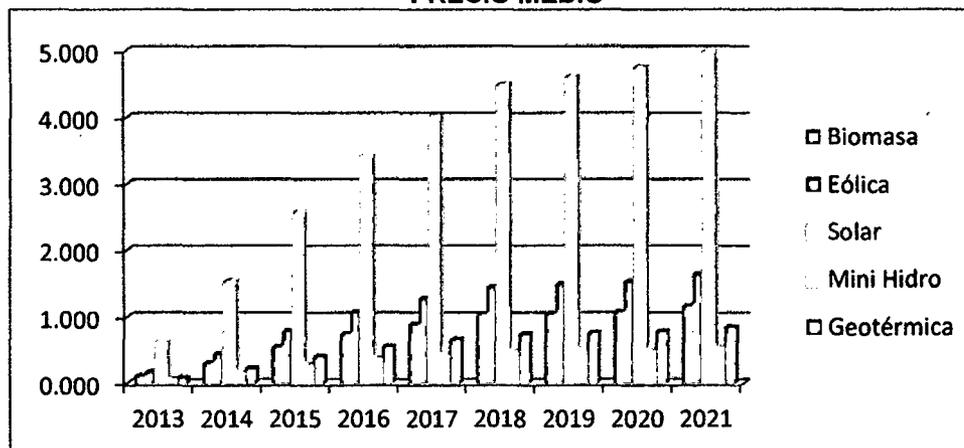
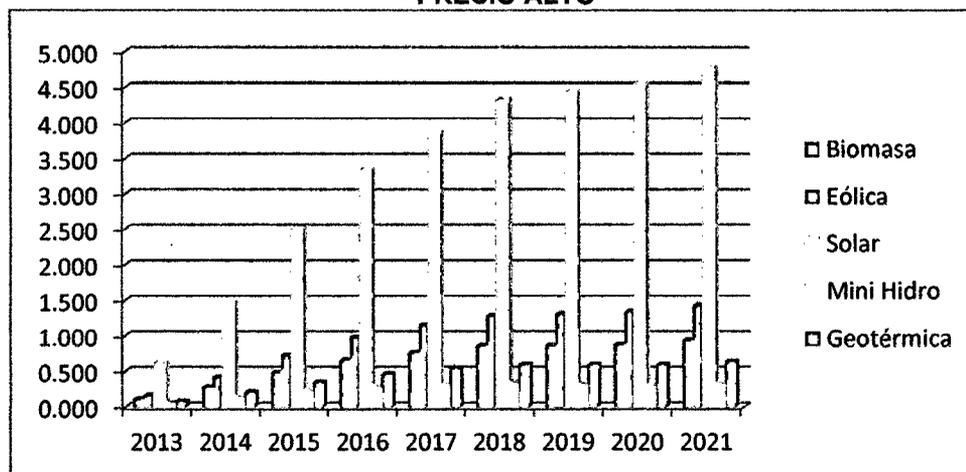


GRÁFICO DE BARRA N° 22 (CONTINUACIÓN)
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
– PRECIO ALTO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, notamos (como en los escenarios anteriores) que hay un mayor incremento del costo promedio del sistema eléctrico peruano utilizando la tecnología Solar en comparación a las demás RER, debido a sus altos costos en instalación y su bajo factor de planta. La Central Mini-Hidroeléctrica presenta, también en este escenario, los menores incrementos del costo promedio del sistema eléctrico peruano, ya que presenta un menor costo en construcción, un mayor factor de planta y unos ingresos indirectos similares a la Solar y Eólica. La Biomasa tiene menor incrementos del costo promedio del sistema en comparación con la Eólica, debido a la gran diferencia en sus factores de planta (Cuadro N°10) y a los mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de bonos de carbono utilizando la Biomasa. La Eólica tiene un incremento del costo promedio del sistema mucho menor que la tecnología Solar. La tecnología Eólica se presenta como una alternativa para ser considerada en el futuro. Como señalamos anteriormente, en nuestro análisis de las Centrales Geotérmica no hemos considerado el costo de exploración y su alto riesgo de no cubrir con la energía adjudicada (por ello existen pocas centrales en el mundo).

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

A. CONCLUSIONES.

El análisis correspondiente a la evaluación económica tomando en consideración la implementación de tecnologías renovables en el sector eléctrico peruano (2012 – 2021) nos determina que la generación con Centrales Mini-Hidroeléctricas es la mejor alternativa RER para cubrir la Demanda de Energía Renovable, en todos los escenarios analizados. Al tomar en cuenta los beneficios indirectos de utilizar tecnologías renovables en el sector eléctrico obtenemos un costo medio social (tomando en cuenta ingresos indirectos) menor al respectivo costo medio privado (costo de inversión y costo variable) de cada tecnología RER.

Las Centrales Mini-Hidroeléctrica tienen un menor efecto en el incremento del costo promedio de generación de energía eléctrica en comparación a las otras tecnologías RER, ya que presenta un menor costo en inversión (por ser una tecnología madura), un mayor factor de planta (entre 0.6 y 0.7) y es amigable con el medio ambiente (los ingresos indirectos por la venta de bonos de carbono son similares la Solar, la Eólica y las Mini-Hidroeléctricas).

La tecnología Solar (Planta Fotovoltaica y Termo solares) no llega a competir con las demás tecnologías RER a pesar de tener una mayor curva de aprendizaje tecnológico (Gráfica N° 3), debido a su bajo factor de planta (Cuadro N° 10) y a sus altos costos en instalación

(Cuadro N° 12). Sin embargo es la segunda tecnología RER que emite menos toneladas de CO₂ por GWh generado (Cuadro N° 16)

A pesar de que las Centrales Geotérmicas se observan como la segunda energía RER más económica en nuestro análisis, en los costos de inversión (Cuadro N° 12) no hemos considerado su costo de exploración y el alto riesgo en no poder cubrir con el total de energía adjudicada en la subasta (debido a la falta de una tecnología que realice un buen inventario de las zonas candidatas a ser aptas para su instalación).

A pesar de sus altos costos variables la Biomasa se presenta como la energía RER más limpia en todos los escenarios ya que al reemplazar los combustibles fósiles permite reducir los niveles de dióxido de carbono y los residuos de los procesos de conversión involucrados en los hidrocarburos. Por lo tanto, su uso no contribuye a acelerar el calentamiento global y ayuda a mitigar el efecto invernadero.

La tecnología Eólica presenta una desventaja en la variabilidad del viento. A pesar de ser una fuente de energía abundante y prácticamente inagotable, la variabilidad de la velocidad del viento pone en riesgo la calidad de la energía entregada al sistema eléctrico peruano, ya que puede existir problema con la estabilidad de voltaje y frecuencia. Por tal motivo se deben utilizar dispositivos (como la conexión del SVC y del STATCOM) que regulen estos parámetros, elevando el costo de inversión inicial.

Los resultados obtenidos en los diferentes escenarios analizados muestran que las tecnologías RER presenta un mayor ingreso indirecto proveniente de la exportación de gas natural sustituido por las RER (la producción de energía eléctrica en base al gas natural representa el 36% de la producción total). El ahorro de petróleo, a pesar que solo representa el 2% de la producción total de energía, tiene un ingreso indirecto significativo debido a sus altos costos por cada GWh generado.

Existe una fuerte correlación entre el crecimiento de la demanda eléctrica y el PBI. Si el PBI tiene una tasa de crecimiento del 1%, la demanda de energía eléctrica en el Perú crecerá a una tasa de 1,27% aproximadamente. Por lo tanto una proyección del 6% de crecimiento anual del PBI para los próximos 10 años representa un crecimiento anual del 7.62% de la demanda eléctrica. Si la oferta de energía eléctrica no crece en un porcentaje mayor al crecimiento de su demanda, podría reducirse la reserva y ocasionaría racionamiento en el sistema eléctrico peruano. Es por ello la importancia de la planificación de oferta de proyectos para la generación de energía eléctrica.

En nuestro análisis hemos considerado que todas las tecnologías RER tiene una vida útil de 20 años, sin embargo las Centrales Mini-Hidroeléctricas tienen una vida útil mucho mayor a 20 años. Además el Perú cuenta con un potencial de 60 mil MW de potencia con centrales hidroeléctricas, de acuerdo a un estudio realizado por la Misión Alemana de Energía en la década del 70. Del mismo modo se estima que el potencial de centrales mini-hidroeléctricas RER es mayor a 1000 MW en base a los anuncios realizados por el gobierno de Chile de implementar mil MW en pequeñas centrales hidroeléctricas (a pesar que Chile no cuenta con los recursos hídricos que tiene el Perú). Esta condiciones favorecen aún más los resultados obtenidos para la implementación de esta tecnología RER.

Otro punto importante que no ha sido analizado en esta tesis es el impacto en la economía local que proporcionan las inversiones en Centrales Mini-Hidroeléctricas debido a que en obras civiles se invierte aproximadamente entre 35% a 45% del coste de inversión (los equipamientos son cerca de 35%). Esto favorece la economía peruana porque los recursos se quedan en el país y contribuye con el crecimiento del PBI, además de mejorar los ingresos de la población en las zonas rurales aisladas donde generalmente se ubican las centrales mini-hidroeléctricas. A comparación de la tecnología Solar (obra civil entre 5.2% a 8.6% del coste de inversión) y Eólica (obra civil entre 6% a 8.5% del coste de inversión) cuya inversión en mano de obras civiles es mínima y al además necesitan de mano de obra

calificada y la importación de tecnologías en más del 90% de la inversión (no fabricamos Paneles ni Aerogeneradores).

Si bien un 5% de la demanda total de energía del Perú debe ser producido con tecnología RER, de acuerdo a la ley de aprovechamiento de energías renovables, no parece exagerado; esto nos lleva a incrementar los costos de generación en el país que serán asumidos por los consumidores finales. Como se dijo anteriormente, esto se debe al bajo factor de planta y al alto costo de inversión de cada tecnología RER. Sin embargo hay una tendencia a nivel mundial como nacional a preferir este tipo de generación limpia.

"El Perú es un país vulnerable al Cambio Climático, pero poco significativo en la producción de gases de efecto invernadero. Se espera que en los próximos años haya una disminución de entre 10% y 30% de agua para consumo humano, para agricultura y para generación de energía." (Políticas Frente al Cambio Climático; Ignacio Cancino, Armando Mendoza y Julio C. Postigo; páginas 17 y 18; elaborado por el Consorcio de Investigación Económica y Social). El principal objetivo de implementar generación eléctrica renovable es disminuir los gases de efecto invernadero emitidos en mayor proporción por los países desarrollados. En mi opinión estos países deberían asumir el incremento en los costos de generación.

En el Anexo N° 5 hemos tomado en cuenta los efectos del Cambio Climático en nuestro país considerando una disminución de 30% del caudal de agua para generación de energía. El factor de planta de una central mini-hidroeléctrica depende del comportamiento del caudal de agua, así una disminución del 30% del caudal reduce el factor de planta en la misma proporción (relación directamente proporcional). Los resultados obtenidos en este análisis muestran que la generación con Centrales Mini-Hidroeléctricas siguen siendo la mejor alternativa RER para cubrir la Demanda de Energía Renovable, en todos los escenarios analizados. La disminución del caudal tendría que ser 38% (mayor a 30%) en los siguientes años para que la generación con Biomasa (segunda mejor alternativa RER) pueda competir con la Central Mini-Hidroeléctrica.

B. RECOMENDACIONES

Debe existir un análisis constante sobre el real beneficio que nos trae la actual ley y sus futuras modificaciones pues siempre se deben tener como principal consideración la eficiencia energética y la generación eléctrica a los menores costos posibles. Teniendo en cuenta los resultados del análisis realizado en esta tesis, las Centrales Mini-Hidroeléctricas resultan ser las más eficientes en comparación a las otras tecnologías RER.

Revisar anualmente la eficiencia técnica y económica, a corto y mediano plazo, de dar prioridad a las Centrales Mini-Hidroeléctricas en la implementación de tecnología RER en el sector eléctrico peruano. Es necesaria una revisión periódica de esta prioridad debido a que estamos en un mercado muy cambiante y volátil donde los altos costos de inversión de otras tecnologías RER (Solar y Eólica) podrían disminuir en el largo plazo.

El estado debe disponer de un fondo o presupuesto especial para financiar parte de los altos costos de inversión, para que el proyecto RER (especialmente la generación Solar y Eólica) sea viable y rentable sin necesidad de algún otro mecanismo. De esta forma se lograría que el precio final este subsidiado y sea accesible para todos los usuarios, así no será afectado por esta política ambientalista del estado de incentivar las tecnologías RER.

El Perú puede convertirse en un polo Sub Energético de la zona, por lo tanto se debe proponer la creación de centros tecnológicos similares a las de otros países (España, Israel, Inglaterra) donde se investigan los últimos desarrollos energéticos. Crear talleres de capacitación, para la investigación de tecnologías renovables que sean eficientes y seguras para la generación eléctrica. Destinar recursos para la educación en mejorar los usos productivos de las RER.

Educar e informar a la población sobre las ventajas y desventajas de las RER. Existe una tendencia tanto en los medios, en el sector político y en la sociedad en resaltar sus cualidades, sin tomar en cuenta sus características técnicas y los altos costos que estas tienen. Aquí las universidades, institutos e instituciones educativas juegan un rol importante en la difusión de este tipo de generación eléctrica renovable.

Facilitar el libre acceso a la información confiable y actualizada, tanto los costos de inversión de las tecnologías RER como también los datos del precio spot de la energía. El liberar esta información puede ser relevante para la transparencia y para el cumplimiento del principio de información perfecta en el mercado peruano. Así se elimina una barrera de entrada y se incentiva la mayor participación de competidores al mercado.

Incentivar el ingreso de nuevas inversiones extranjeras al mercado de generación en Perú que lleven a cabo el desarrollo de energía renovable, induciendo un proceso de aprendizaje en los servicios que están prestando y en las tecnologías que están utilizando. La meta a largo plazo del gobierno peruano debería ser dejar de ser consumidores de las tecnologías RER y que el Perú se transforme en exportador de las tecnologías RER.

Debe existir una discusión pública y participativa de todos los sectores que son responsables de la implementación de la ley para fomentar las RER en el sector eléctrico peruano. El Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio del Ambiente y Osinergmin deben trabajar de la mano, para el mejoramiento de las futuras subastas, allí veremos el rumbo que van tomando las políticas ambientales y su respuesta a la situación de la disponibilidad energética.

Evaluar técnica, económica y ambientalmente si es conveniente reemplazar la generación de represa por el número necesario de centrales de energía renovable (como algunos ambientalistas plantean) teniendo en cuenta que para igualar la capacidad de generación de

una central hidroeléctrica de embalse es necesario instalar un gran número de centrales RER.

Incentivar el uso de energías renovables para la electrificación rural en las zonas donde no serán cubiertas en el horizonte de 10 años por el sistema eléctrico interconectado nacional. Es decir, evaluar las posibilidades de atender con tecnologías RER una relación de localidades aisladas cuyas regiones priorizadas según el Plan Maestro de Energías Renovables del MINEM son: Cajamarca, Loreto, Ucayali, San Martín, Puno y Madre de Dios.

Modificar el artículo 2, inciso 2,1 del Decreto Legislativo N° 1002: "Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables". Las centrales mini-hidroeléctricas deben ser consideradas en el porcentaje objetivo (5%) del consumo nacional de electricidad que será generada a partir de RER que el Ministerio de Energía y Minas establece para cada uno de los cinco (5) años. Las Mini-hidroeléctricas también son energías limpias.

Modificar el artículo 3, artículo 25, artículo 38 del Decreto Legislativo N° 1002 referidos a la generación hidráulica a pequeña escala. El límite que se le impuso a esta tecnología (20MW) tiene como objetivo que esta tecnología no acapare toda la inversión en RER. Si bien esto permite diversificar las RER atenta fuertemente contra la eficiencia de nuestro sistema.

Este límite está llevando a que cuencas con potenciales de generación mayores a 20MW sean subutilizados desperdiciando energía que se podría generar con centrales un poco más grandes, de menor coste e igual de limpias como hemos analizado en esta tesis.

Promover la implantación de todas las energías RER mediante la neutralidad tecnológica RER, es decir, que los generadores renovables compiten de igual a igual en el mercado,

independientemente del tipo de tecnología RER empleada para la generación de energía eléctrica. Con ella se fomenta la competencia entre todas las RER, motivando la generación a un menor costo (y, por lo tanto, a un mejor precio para ofrecer a sus potenciales clientes).

En las futuras investigaciones que aborden el tema tratado en la tesis "Evaluación Económica de la Implementación de Energías Renovables en el Sector Eléctrico Peruano" se debe añadir en el análisis otros beneficios indirectos del uso de energía RER tales como el impacto económico en la utilización de mano de obra local; impacto positivo en las actividades económica (construcción, industria, agricultura), y otros costos indirectos tales como la participación nacional o extranjera de profesionales calificados; utilización de tecnología nacional o extranjera y la compensación o servidumbres que se tiene que dar a la población dentro del alcance del proyecto (debido al rechazo social). Asimismo, se debe analizar cuanto los países deben pagar (un impuesto) en proporción a su grado de contaminación (El Perú emite 0.2% de CO₂ en comparación a otros países como España que emite 15% de CO₂ de todo el mundo) sin que sus usuarios nacionales asuman pagos por lo que no son responsables.

Objeciones al Análisis Económico de la Contaminación

<<..... "No podemos ofrecer a nadie la posibilidad de contaminar a cambio de una tasa". Este comentario, realizado por el Senador de Estado Unidos Edmund Muskie en 1971, refleja la opinión de algunos ecologistas. Sostienen que el aire y el agua limpios son derechos humanos que no deben degradarse considerándolos en términos económicos. ¿Cómo podemos poner un precio al aire limpio y al agua limpia? Sostienen que el medio ambiente es tan importante que debemos protegerlo lo más posible, cualquiera sea el coste.

Los economistas muestran una cierta simpatía por este tipo de argumentos. Para ello, una buena política de medio ambiente empieza por reconocer el primero de los diez principios de la economía del capítulo I: los individuos se enfrentan a disyuntivas. Ciertamente, el aire y el agua limpios tienen valor. Pero éste debe compararse con su coste de oportunidad, es decir, con aquello a lo que debemos renunciar para obtenerlo.

Eliminar toda la contaminación es imposible. El intento de eliminarla toda cambiaría radicalmente muchos de los avances tecnológicos que nos permiten disfrutar de un elevado nivel de vida. Pocas personas estarían dispuestas a aceptar una mala nutrición, una asistencia médica inadecuada o una vivienda de mala calidad con el fin de que el medio ambiente estuviera lo más limpio posible.

.... Un medio ambiente limpio es un bien como otros. De hecho, es un bien de lujo: los países ricos pueden permitirse un medio ambiente más limpio que los pobres, y por lo tanto, normalmente tienen una protección más rigurosa del medio ambiente. La demanda de aire y agua limpios responde al precio, al igual que la de otros bienes. Cuánto más alto es el precio de la protección del medio ambiente, menos querrá el público.....>>

Objeciones del Análisis Económico de la Contaminación, extraída del libro "Principios de Economía del Gregory Mankiw", páginas 204 y 205, capítulo 10: Externalidades.

ANEXOS.

ANEXO Nº 1: TABLA RESUMEN DE TECNOLOGÍAS ERNC

Energía	Tecnología	Tipo	Costo Inversión (US\$/KW)	Costo Energía (US\$/MWh)	Factor de Planta	Madurez Tecnológica	Viabilidad en Chile
Renovable No Convencional	Mini-hidro		1.500 - 2.500	30 - 100	0,5 - 0,7	Alta	Alta
	Eólica	On-shore	1.300 - 2.000	63 - 126	0,15 - 0,35	Media - Alta	Media - Alta
		Off-shore	2.700 - 3.300	-	0,25 - 0,45	Media - Baja	Baja
	Solar	Fotovoltaica	5.700 - 7.000	200 - 350	0,08 - 0,2	Media - Alta	Baja
		CSP	3.900 - 4.500	200 - 300	0,2 - 0,4	Media - Baja	Media - Baja
	Geotérmica		3.000 - 3.500	85 - 110	0,6 - 0,85	Media	Media - Baja
	Biomasa		-	100 - 120	0,5 - 0,7	Media - Alta	Media
	Maremotriz	Mareas	5.000 - 5.500	-	0,25	Baja	Baja
		Olas	5.000 - 5.500	-	0,25	Baja	Baja
Gradiente Térmico			-	-	Muy Baja	Baja	
Convencional	Térmica	Carbón	1.200 - 1.400	55 - 70	0,7 - 0,9	Muy Alta	x
		Diesel	450 - 600		0,8 - 0,9	Muy Alta	x
		Gas Natural	550 - 700	80 - 110	0,3 - 0,5	Muy Alta	x
		GNL	550 - 700	85 - 100	0,5 - 0,7	Muy Alta	x
	Hidro		1.100 - 1.900	25 - 60	0,3 - 0,8	Muy Alta	x

Fuente: Estudio de Tecnologías de Generación ERNC (U. Católica de Chile)

ANEXO N° 2: DECRETO LEGISLATIVO N° 1002-2008, PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES

<p style="text-align: center;">DECRETO LEGISLATIVO N° 1002</p> <p>EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA</p> <p>POR CUANTO:</p> <p>Que, el Congreso de la República por Ley N° 29157 y de conformidad con el Artículo 104° de la Constitución Política del Perú ha delegado en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre materias específicas, con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento, siendo algunas de las materias de delegación la mejora del marco regulatorio, el fortalecimiento institucional, la modernización del Estado, la promoción de la inversión privada, el impulso a la innovación tecnológica, así como el fortalecimiento institucional de la Gestión Ambiental;</p> <p>Que, la economía peruana viene experimentando un incremento sostenido, que a su vez genera una mayor demanda de energía eléctrica, cuyas tasas han sido de 8,3% en 2006 y 10,8% en 2007. Se estima que hasta el 2015 la tasa promedio anual de crecimiento será de 7,3%, por lo que, teniendo en cuenta la entrada en vigencia del TLC PERÚ – EEUU; los requerimientos de nueva oferta de generación para dicho año se estiman en más de 3 600 MW, para ello, la opción más limpia y beneficiosa es promover que una parte importante de dicha oferta sea con energías renovables, en lugar de la generación de electricidad con derivados del petróleo y gas natural, por ser estas fuentes no renovables y contaminantes;</p> <p>Que, el fomento de las energías renovables, eliminando cualquier barrera u obstáculo para su desarrollo, implica fomentar la diversificación de la matriz energética, constituyendo un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente, siendo de interés público dar un marco legal en el cual se desarrollen estas energías que alienten estas inversiones y modifique las normas vigentes que no han sido efectivas al carecer de alicientes mínimos previstos en la legislación comparada; Que, la presente iniciativa normativa traerá</p>	<p>beneficios adicionales tales como la implementación de un marco de fomento de la inversión privada, eliminando barreras a esta actividad energética, la preservación del medio ambiente con la producción de energías limpias, contribuyendo a lograr efectos positivos a nivel global y, al mismo tiempo, alcanzar una condición mínima de desarrollo de la economía peruana, la cual necesita una mayor seguridad en la disponibilidad de energía;</p> <p>Que, es necesario dictar incentivos para promover la inversión en la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable, incentivar la investigación científica e innovación tecnológica, además de la realización de proyectos que califiquen como Mecanismos de Desarrollo Limpio y, de obtener éstos su registro, los respectivos Certificados de Reducción de Emisiones – CRE pueden ser negociables con empresas de los países industrializados que contabilizarán estas reducciones de GEI como parte de las metas cuantitativas a que se comprometieron con el Protocolo de Kyoto;</p> <p>De conformidad con lo establecido en el artículo 104° de la Constitución Política del Perú;</p> <p>Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros y con cargo a dar cuenta al Congreso de la República;</p> <p>Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:</p> <p style="text-align: center;">DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES</p> <p>Artículo 1°.- Objeto</p> <p>El presente Decreto Legislativo tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.</p> <p>El presente Decreto Legislativo es de aplicación a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La</p>
---	--

obtención de los derechos eléctricos correspondientes, se sujeta a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y normas complementarias.

Podrán acogerse a lo dispuesto en el presente Decreto Legislativo las nuevas operaciones de empresas que utilicen RER como energía primaria, previa acreditación ante el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 2°.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad

2.1 Declárese de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER.

2.2 El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas.

Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.

Artículo 3°.- Recursos Energéticos Renovables (RER)

Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Artículo 4°.- Autoridades competentes

El Ministerio de Energía y Minas es la autoridad nacional competente encargada de promover proyectos que utilicen RER.

Los Gobiernos Regionales podrán promover el uso de RER dentro de sus circunscripciones territoriales, en el marco del Plan Nacional de Energías Renovables.

Artículo 5°.- Comercialización de energía y potencia generada con RER

La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).

Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las

instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicadas en el párrafo precedente, el OSINERGMIN efectuará los cálculos correspondientes considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER. La tarifa y la prima se determinan de tal manera que garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Artículo 6°.- Pago por uso de redes de distribución

Los Generadores con RER que tengan características de Cogeneración o Generación Distribuida conforme lo establezca el Reglamento, pagarán por el uso de redes de distribución conforme lo señala el inciso b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Artículo 7°.- Determinación de las tarifas reguladas de generación aplicables a las RER

7.1 El OSINERGMIN subastará la asignación de primas a cada proyecto con generación RER, de acuerdo a las pautas fijadas por el Ministerio de Energía y Minas. Las inversiones que concurren a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias a su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

7.2 La diferencia, para cubrir las tarifas establecidas para las RER, será obtenida como aportes de los usuarios a través de recargos en el Peaje por conexión a que se refiere el Artículo 61° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Los respectivos generadores recibirán esta diferencia vía las transferencias que efectuará el COES, según el procedimiento que se establece en el Reglamento.

7.3 OSINERGMIN establecerá anualmente el recargo esperado en el Peaje por Conexión, en el cual se incluirá la liquidación del recargo del año anterior.

7.4 El OSINERGMIN establecerá los costos de conexión necesarios para la integración de un nuevo productor que alimente a la red interconectada mediante electricidad generada a partir de RER.

Artículo 8°.- Despacho y acceso a las redes eléctricas de transmisión y distribución

En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN, los generadores cuya producción se basa sobre RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite máximo del porcentaje anual objetivo que el Ministerio de Energía y Minas determine conforme al artículo 2° de este Decreto Legislativo.

Artículo 9°.- Servidumbres

Los titulares de concesiones de generación de energía eléctrica con RER tendrán el derecho de solicitar al Ministerio de Energía y Minas la imposición de servidumbres de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Artículo 10°.- Investigación sobre energías renovables

El Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC), en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y los Gobiernos Regionales, implementará los mecanismos y acciones correspondientes para el desarrollo de proyectos de investigación sobre energías renovables, promoviendo la participación de universidades, instituciones técnicas y organizaciones de desarrollo especializadas en la materia.

Artículo 11°.- Elaboración del Plan Nacional de Energías Renovables

El Ministerio de Energía y Minas elaborará en un plazo máximo de 1 (un) año a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo, el Plan Nacional de Energías Renovables, el mismo que estará en concordancia con los Planes Regionales de Energías Renovables y que se enmarcará en un Plan Nacional de Energía.

El Plan Nacional de Energías Renovables incluirá aquellas estrategias, programas y proyectos a desarrollarse utilizando energías renovables, que tienden a mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente.

Artículo 12°.- Promoción de Investigación y Desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER

El Ministerio de Energía y Minas, con fines de investigación y desarrollo para proyectos de generación eléctrica con RER, utilizará fondos financieros que provendrán de:

12.1 Los recursos directamente recaudados, conforme a los montos previstos para esta

finalidad en las Leyes Anuales de Presupuesto del Sector Público y sus modificatorias.

12.2 Los fondos provenientes de operaciones de endeudamiento externo, que acuerde el Gobierno Nacional, con sujeción a las normas legales aplicables en la materia.

12.3 Los aportes, financiamientos directos y recursos provenientes de la cooperación internacional, que se obtengan con sujeción a lo dispuesto en la normatividad vigente.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- El presente Decreto Legislativo entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Segunda.- Deróguese la Ley N° 28546 y toda norma que se oponga al presente Decreto Legislativo.

Tercera.- En un plazo máximo de noventa (90) días contados a partir de la publicación del presente Decreto Legislativo, el Ministerio de Energía y Minas elaborará las normas reglamentarias que correspondan para su adecuada aplicación. El Reglamento dispondrá los criterios de cálculo de la potencia firme de las unidades de generación con RER.

DISPOSICIONES MODIFICATORIAS

Primera.- Modifíquense los artículos 3°, 4°, el primer párrafo del artículo 25° y el artículo 38° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a lo siguiente:

"Artículo 3°.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 KW;

b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;

c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW; y,

d) La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW."

"Artículo 4°.- Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación

<p>termoeléctrica, cuando la potencia instalada sea superior a 500 KW.”.</p> <p>“Artículo 25°.- La solicitud para la obtención de concesión definitiva, excepto para generación con Recursos Energéticos Renovables con potencia instalada igual o inferior a 20 MW, será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:(...)”</p> <p>“Artículo 38°.- Las autorizaciones que cumplan los requisitos serán otorgadas mediante resolución ministerial por un plazo indefinido, dentro de los treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. La solicitud deberá estar acompañada de lo siguiente:</p> <p>a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;</p> <p>b) Declaración Jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación. Tratándose de generación termoeléctrica cuya potencia instalada sea superior a 20 MW, se presentará la resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental;</p> <p>c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;</p> <p>d) Calendario de Ejecución de Obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;</p> <p>e) Presupuesto del Proyecto;</p> <p>f) Información técnica con fines estadísticos que consistirá, cuando menos en lo siguiente: potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo de cada unidad de generación, caudal de diseño, consumo específico de combustible, tipo de combustible; tratándose de centrales de generación en uso o repotenciadas se presentarán también los registros históricos de operación e información relevante que sustente un adecuado desempeño operativo;</p> <p>g) La garantía de fi el cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento.</p> <p>h) Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras;</p>	<p>i) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante.</p> <p>Se sujetarán al presente artículo, las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW. El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.”</p> <p>Segunda.- Modifíquese el numeral l) del artículo 8° de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, de acuerdo al texto siguiente:</p> <p>“Artículo 8°.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación (...)</p> <p>l. Plazos de suministro de hasta quince (15) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones. (...).”</p> <p>POR TANTO:</p> <p>Mando se publique y cumpla, dando cuenta al Congreso de la República.</p> <p>Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, el primer día del mes de mayo del año dos mil ocho.</p> <p>ALAN GARCÍA PÉREZ Presidente Constitucional de la República</p> <p>JUAN VALDIVIA ROMERO Ministro de Energía y Minas y Encargado del Despacho de la Presidencia del Consejo de Ministros</p>
---	---

ANEXO N° 3: DECRETO LEY N° 28832-2006, LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

<p style="text-align: center;">LEY N° 28832</p> <p>EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA</p> <p>POR CUANTO:</p> <p>EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA</p> <p>Ha dado el Decreto Ley siguiente:</p> <p style="text-align: center;">LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS</p> <p style="text-align: center;">CAPÍTULO I</p> <p style="text-align: center;">DISPOSICIONES GENERALES</p> <p>Artículo 1.- Definiciones Para efectos de la presente Ley, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiezan con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación y son aplicables a los artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):</p> <p>1. Agentes.- Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.</p> <p>2. Base Tarifaria.- Monto anual a reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.</p> <p>3. Capacidad.- Se considerará como sinónimo de potencia.</p> <p>4. COES.- El Comité de Operación Económica del Sistema.</p> <p>5. Cogeneración.- Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.</p> <p>6. Precio en Barra de Sistemas Aislados.- Costo medio de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.</p> <p>7. Costos de Explotación.- Son los costos de operación, mantenimiento, renovación y reposición necesarios para mantener la vida útil y la calidad de servicio de las instalaciones durante el nuevo periodo de concesión.</p> <p>8. Demanda.- Demanda de potencia y/o energía eléctrica.</p>	<p>9. Distribuidor.- Titular de una concesión de distribución.</p> <p>10. Generador.- Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.</p> <p>11. Generación Distribuida.- Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.</p> <p>12. Grandes Usuarios.- Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.</p> <p>13. Interconexión Regional.- Sistema de transmisión eléctrica destinada a intercambios de electricidad entre Agentes de países vecinos.</p> <p>14. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).- Decreto Ley N° 25844, promulgado el 6 de noviembre de 1992, y sus modificatorias.</p> <p>15. Licitación.- Proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos con las características que se señalan en el artículo 8 de la presente Ley.</p> <p>16. Mercado de Corto Plazo.- Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.</p> <p>17. Ministerio.- Ministerio de Energía y Minas.</p> <p>18. NTCSE.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.</p> <p>19. OSINERG.- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.</p> <p>20. Peaje de Transmisión.- Es la diferencia entre la compensación que remunera la parte de la Base Tarifaria asignada a los Usuarios y el Ingreso Tarifario. Se calcula para cada instalación.</p> <p>21. Plan de Transmisión.- Estudio periódico, aprobado por el Ministerio, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de</p>
--	--

la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.

22. Precio Básico de la Potencia de Punta.- Se refiere el artículo 47° de la LCE.

23. Precio de la Potencia de Punta en Barra.- Se refiere el artículo 47° de la LCE.

24. Precios Firmes.- Corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.

25. Precios a Nivel Generación.- Corresponden a los precios de generación transferibles a los Usuarios Regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios.

26. Refuerzos.- Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en

las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se carguen contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o que superen el monto definido en el Reglamento.

27. Reglamento.- Reglamentos de la presente Ley, de la Ley de Concesiones Eléctricas, de Licitaciones y/o de Transmisión.

28. SEIN.- Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

29. Sistema Complementario de Transmisión.- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.

30. Sistema Garantizado de Transmisión.- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.

31. Servicios Complementarios.- Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.

32. Sistema Aislado.- Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales.

33. TIE.- Transacciones Internacionales de

Electricidad.

34. Transferencia.- Diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por éste, según corresponda. La Transferencia puede ser de potencia y/o de energía.

35. Transmisor.- Titular de una concesión de transmisión eléctrica.

36. Usuarios.- Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

37. Usuarios Libres.- Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

38. Usuarios Regulados.- Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Artículo 2°.- Objeto de la Ley

La presente Ley tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;

b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;

c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación.

d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

CAPÍTULO II CONTRATOS, LICITACIONES E INCENTIVOS PARA EL ABASTECIMIENTO OPORTUNO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Artículo 3°.- De los contratos

3.1 Ningún generador podrá contratar con Usuarios

Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.

3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

- a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Contratos resultantes de Licitaciones.

Artículo 4°.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

4.1 El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. El proceso de Licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.

4.2 Las Licitaciones convocadas por los Distribuidores podrán incluir como parte de la demanda a ser licitada aquella que corresponda a sus Usuarios Libres, según lo establece el Reglamento.

4.3 El Distribuidor que requiera iniciar un proceso de Licitación en cumplimiento de lo indicado en el artículo 5°, deberá hacer pública su expresión de interés y estará obligado a incorporar en su proceso de Licitación a otros Distribuidores que deseen participar en dicha Licitación, conforme a lo establecido en el Reglamento.

4.4 Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.

4.5 Será facultad de las agrupaciones o consorcios de Usuarios Libres el convocar Licitaciones para la atención de sus demandas actuales y futuras.

Artículo 5°.- Plazo para iniciar el proceso de Licitación

5.1 Es obligación del Distribuidor iniciar un proceso de Licitación con una anticipación mínima de tres (3) años, a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura de contratos.

5.2 El Distribuidor podrá iniciar Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus Usuarios Regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda. En estos casos OSINERG aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor.

Artículo 6°.- Bases de la Licitación

6.1 El Distribuidor que inicia el proceso de Licitación es responsable de conducirlo y preparar el proyecto de Bases de la Licitación, las cuales deben incluir entre otros requisitos la proforma de contrato, para presentarlas al OSINERG para su aprobación.

6.2 Es responsabilidad de OSINERG aprobar las Bases de Licitación, modelos de contrato, términos y condiciones del proceso de Licitación, fórmulas de actualización de precios firmes y supervisar su ejecución.

6.3 Corresponde al OSINERG, cautelar que durante todo el proceso de la Licitación no se afecte la libre competencia o haya riesgo de abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.

Artículo 7°.- Precio máximo para adjudicar contratos en una Licitación y casos de nueva convocatoria

7.1 Para efectos de cada Licitación OSINERG establecerá un precio máximo para la adjudicación de los contratos respectivos, el cual deberá incentivar inversiones eficientes en generación, tomando en cuenta el plazo de suministro a que se refiere el inciso I del artículo 8° de la presente Ley. Dicho precio máximo se mantendrá en reserva y en custodia de un Notario Público durante el proceso de Licitación, haciéndose público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.

7.2 En los casos en que, como resultado de la Licitación, no se obtuvieran ofertas de abastecimiento suficientes a un precio inferior o igual al precio máximo para cubrir toda la demanda licitada, se priorizará la asignación de las ofertas ganadoras a la atención de la demanda de los Usuarios Regulados. En estos casos, se efectuará una nueva convocatoria dentro de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, debiendo incorporarse las modificaciones que sean necesarias al proceso de Licitación, las que deberán ser aprobadas por el OSINERG.

Artículo 8°.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación

Los contratos que se celebren como resultado de un proceso de Licitación deberán contener los mismos términos de las propuestas ganadoras sujetos a:

I. Plazos de suministro de hasta diez (10) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERG. Cuando se trate de reducciones de

precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.

II. Precio de potencia igual al Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la Licitación con carácter de Precio Firme.

III. Fórmulas de actualización de los Precios Firmes de acuerdo a las Bases de Licitación.

IV. Garantía de suministro de energía propia, contratada con terceros o mediante un programa de inversiones que incremente la oferta de generación.

Artículo 9º.- Obligaciones de los participantes en los procesos de Licitación

9.1 Las obligaciones de quienes participen en los procesos de Licitación, incluyendo los requisitos, fideicomisos u otras garantías que deberán otorgar las partes, así como su obligación de suscribir los contratos de suministro resultantes de los procesos de Licitación, se establecerán conforme a lo que determine el Reglamento.

9.2 Cada Distribuidor que participe en una Licitación suscribirá, en forma individual e independiente, los contratos de suministro que resulten de dicho proceso.

Artículo 10º.- Incentivos para promover convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda de servicio público de electricidad

Se establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. El referido esquema autoriza la incorporación de un cargo adicional que el Distribuidor podrá incluir en sus precios a sus Usuarios Regulados. Dicho cargo será directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que establece el Reglamento. El cargo anterior no podrá ser superior al tres por ciento (3%) del precio de energía resultante de la Licitación.

CAPÍTULO TERCERO EL MERCADO DE CORTO PLAZO

Artículo 11º.- El Mercado de Corto Plazo

11.1 Pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones establecidas en el Reglamento.

11.2 La compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se efectúa en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.

11.3 Los retiros de potencia que se efectúen en el Mercado de Corto Plazo, que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, estarán sujetos al pago por Capacidad, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.

11.4 Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres, en caso de que fuera necesario, deberán constituir fideicomisos u otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen del Mercado de Corto Plazo, de tal manera que se garantice el pago oportuno en dicho mercado.

11.5 El Reglamento establecerá los lineamientos para:

- a) El funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo;
- b) Las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia realizadas en el Mercado de Corto Plazo;
- c) Las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres en las operaciones del Mercado de Corto Plazo;
- d) Los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento.

CAPÍTULO CUARTO COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (COES)

Artículo 12º.- Naturaleza del COES

12.1 El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

12.2 El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

Artículo 13º.- Funciones de interés público

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público:

- a) Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio;
- b) Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERG;
- c) Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo;
- d) Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo; y, e) Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

Artículo 14°.- Funciones administrativas

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones administrativas:

- a) Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución;
- b) Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión;
- c) Coordinar la operación en tiempo real del SEIN;
- d) Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE;
- e) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico;
- f) Calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras; g) Determinar y valorizar las Transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES;
- h) Administrar el Mercado de Corto Plazo;
- i) Asignar responsabilidades en caso de trasgresiones a la NTCSE así como calcular las compensaciones que correspondan;
- j) Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN;
- y.
- k) Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la Ley, del Reglamento, Normas Técnicas, Procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones.

Las decisiones del COES, que afecten a los Usuarios Regulados, pueden ser impugnadas ante el Tribunal de Solución de Controversias de OSINERG quien resuelve como última instancia administrativa.

Artículo 15°.- Órganos de gobierno

Los órganos de gobierno del COES son: la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva.

Artículo 16°.- La Asamblea del COES

16.1 La Asamblea es el órgano supremo del COES. Tiene como funciones las siguientes:

- a) Designar y remover, según corresponda, al Presidente del Directorio y fijar la remuneración del Presidente y de los Directores;
- b) Aprobar el presupuesto anual;
- c) Designar o delegar en el Directorio la designación de los auditores externos;
- d) Pronunciarse sobre la gestión y los resultados económicos del ejercicio anterior, expresados en los estados financieros; e) Aprobar y modificar los estatutos del COES.

16.2 La Asamblea está integrada por los Agentes del SEIN, agrupados en cuatro subcomités: uno de Generadores, uno de Distribuidores, uno de Transmisores y uno de Usuarios Libres.

16.3 Los acuerdos de la Asamblea, para cada decisión, se adoptan cuando se alcance en la votación un puntaje superior al 66,7% del puntaje máximo total. El puntaje total a favor de una determinada decisión resulta de sumar el puntaje a favor de todos los subcomités. El puntaje de cada subcomité será igual al cociente del número de sus integrantes que votó a favor de una determinada decisión, entre el número total de los integrantes que lo conforman.

16.4 El Reglamento establece los requisitos de convocatoria, quórum y demás aspectos relativos a la celebración de la Asamblea.

Artículo 17°.- El Directorio del COES

17.1 El Directorio es el responsable del cumplimiento de las funciones señaladas en el artículo 13° y 14° de la presente Ley. Los Directores no estarán sujetos a mandato imperativo ni a subordinación jerárquica. En el desempeño de sus funciones deberán actuar de manera independiente, imparcial y técnica.

17.2 El Directorio está integrado por cinco (5) miembros, por un periodo de cinco (5) años, cuatro (4) en representación de cada uno de los subcomités establecidos en el numeral 16.2 del artículo 16° de la presente Ley y uno designado por la Asamblea, quien lo presidirá.

17.3 El Presidente y los miembros del Directorio experiencia profesional en el sector eléctrico. Mientras ejerzan su cargo, están prohibidos de desempeñar actividades para la Administración Pública bajo cualquier modalidad; así como poseer vínculos laborales, comerciales o

financieros con los Agentes, sus empresas vinculadas, o con los accionistas mayoritarios de las mismas. La única excepción a las restricciones señaladas es la actividad docente.

Una vez que cesen en el ejercicio del cargo estarán sujetos a las mismas prohibiciones por el lapso de un (1) año, periodo durante el cual percibirán la misma remuneración del periodo en ejercicio, salvo que hayan cometido falta grave.

17.4 Los miembros del Directorio sólo pueden ser removidos por la Asamblea en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada.

17.5 El Directorio debe informar periódicamente a los Agentes, al Ministerio y al OSINERG los hechos, actos, acuerdos y decisiones de importancia que puedan afectar la operación del sistema, del Mercado de Corto Plazo y/o de la Planificación de la Transmisión. Dicha información debe ser publicada en el portal de Internet del COES junto con la respectiva documentación de sustento.

Artículo 18°.- La Dirección Ejecutiva del COES

18.1 La Dirección Ejecutiva está constituida por la Dirección de Operaciones y la Dirección de Planificación de Transmisión, cuyas funciones son las que establece el Reglamento.

18.2 El Director Ejecutivo es seleccionado por el Directorio. Sólo podrá ser removido por éste en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada, con el voto de al menos cuatro (4) Directores.

Artículo 19°.- Presupuesto del COES y aportes de los Agentes

19.1 El presupuesto del COES será cubierto por aportes de los Agentes, los cuales se determinarán en proporción a los montos registrados en el ejercicio anterior, de:

- a) Las inyecciones de potencia y energía de los Generadores, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente;
- b) Los ingresos totales derivados de la prestación del servicio de transmisión de los Transmisores;
- c) Los retiros de potencia y energía de los Distribuidores y Usuarios Libres, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente.

19.2 El presupuesto no podrá ser superior a la suma del 0,75% de cada uno de los montos mencionados.

CAPÍTULO QUINTO ADECUACIÓN DEL MARCO LEGAL DE LA TRANSMISIÓN

Artículo 20°.- Sistema de Transmisión del SEIN

20.1 El Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por instalaciones:

- a) Del Sistema Garantizado de Transmisión.
- b) Del Sistema Complementario de Transmisión.
- c) Del Sistema Principal de Transmisión.
- d) Del Sistema Secundario de Transmisión.

20.2 Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

20.3 Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la presente Ley.

Artículo 21°.- Plan de Transmisión

21.1 El desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al Plan de Transmisión, el cual se actualizará y publicará cada dos (2) años.

21.2 El Ministerio aprueba el Plan de Transmisión, con la opinión previa de OSINERG. Para la opinión favorable, el OSINERG deberá verificar que el estudio del COES haya cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. El Plan de Transmisión tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

21.3 El proceso para la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión debe cumplir con las políticas de transparencia de información, audiencias públicas y mecanismos de participación de los Agentes del sistema, organizaciones representativas de usuarios y demás interesados, según lo establece el Reglamento.

Artículo 22°.- Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión

22.1 El Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública.

22.2 Para las instalaciones comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) El plazo máximo de concesión tendrá una duración de treinta (30) años de operación comercial, más el tiempo necesario para su construcción;
- b) El Ministerio conducirá los procesos de Licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. En caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente. De no ejercerla, se incluirán en los procesos de Licitación;
- c) Una vez vencido el plazo de otorgamiento de la concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los Refuerzos que se hayan ejecutado durante el plazo de vigencia de la concesión;
- d) Dos (2) años previos al vencimiento de la concesión, el COES evaluará, dentro del Plan de Transmisión, la necesidad y el plazo de mantener en uso la instalación de transmisión.

En caso de que resulte conveniente continuar con su utilización, el Ministerio procederá a licitar nuevamente la concesión, empleando como factor de competencia la remuneración garantizada que cubra los Costos de Explotación durante el siguiente plazo de concesión.

Artículo 23°.- Objetivos de la determinación de los cargos del Sistema Garantizado de Transmisión

La determinación de los cargos del Sistema Garantizado de Transmisión tiene como objetivos:

- a) Garantizar la remuneración de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión;
- b) Lograr estabilidad y predictibilidad tanto respecto al pago que deban hacer la generación y la demanda, como de los ingresos de los concesionarios de transmisión;
- c) Establecer las obligaciones de pago que corresponden a todos los usuarios del Sistema Garantizado de Transmisión.

Artículo 24°.- Base Tarifaria

OSINERG establece la Base Tarifaria, que incluye los siguientes componentes:

- a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento, de acuerdo con lo que se establezca en el Reglamento; y,
- c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

Artículo 25°.- Componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria

25.1 Los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria, dentro del periodo de recuperación, son iguales a:

- a) Los valores que resulten del proceso de licitación pública, para el caso de las instalaciones que se liciten, actualizados con sus respectivos índices conforme el procedimiento que se establece en el Reglamento;
- b) Los valores establecidos por OSINERG previamente a su ejecución, para el caso que el titular del Sistema de Transmisión ejerza el derecho de preferencia establecido en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso b), para la ejecución de Refuerzos de Transmisión.

25.2 Para el caso de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión señaladas en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso d), que se vuelvan a entregar en concesión, los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria serán equivalentes al Costo de Explotación.

Artículo 26°.- Compensaciones para remunerar la Base Tarifaria

26.1 La asignación de compensaciones para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es realizada por OSINERG en proporción al beneficio económico que las instalaciones proporcionan a los Usuarios y Generadores. El beneficio económico se determina según el procedimiento del Reglamento.

La asignación de beneficiarios sólo puede ser revisada de acuerdo con lo que establezca el Reglamento.

26.2 La compensación asignada a los Generadores se prorratea entre ellos en proporción al respectivo beneficio económico, a propuesta del COES.

26.3 A la compensación asignada a los Usuarios se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión. El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios y será agregado a los Precios en Barra que correspondan, según lo que establezca el Reglamento.

26.4 La compensación asignada a los Usuarios y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos del Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren el artículo 59° y 60° de la Ley de Concesiones Eléctricas, respectivamente.

Artículo 27°.- Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión

27.1 Se consideran como instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Además, son parte del Sistema Complementario de Transmisión todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

27.2 Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) Deberán contar con la conformidad del COES, mediante un estudio que determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni la fiabilidad del SEIN.

b) OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación.

Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.

Artículo 28°.- Instalaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión y al Sistema Secundario de Transmisión

Las tarifas y compensaciones de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal y al Sistema Secundario de Transmisión se regirán de acuerdo a lo dispuesto en la LCE.

**Capítulo Sexto
Formación de Precios a Nivel Generación**

Artículo 29°.- La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados

29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calcularán como el promedio ponderado de los siguientes precios:

a) Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
b) Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firmes resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10°.

29.2 Para efectos de la determinación de los Precios a Nivel Generación, los precios usados en los incisos a) y b) del numeral anterior, no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los Usuarios.

29.3 El Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

**Capítulo Séptimo
Mecanismo de Compensación y Licitaciones para Sistemas Aislados**

Artículo 30°.- Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

30.1 Créase el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN, según lo que establece el Reglamento.

30.2 Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7° de la Ley N° 28749. El monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento.

Artículo 31°.- Licitaciones para la nueva generación en Sistemas Aislados

31.1 Los Distribuidores de Sistemas Aislados podrán convocar Licitaciones considerando los términos, plazos, condiciones y obligaciones señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.

31.2 En los procesos de Licitación para Sistemas Aislados, OSINERG tiene las mismas responsabilidades señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.

**DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS
FINALES**

PRIMERA.- Nueva opción para Usuarios Libres Los Usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se establezca en el Reglamento podrán acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado. El cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un (1) año, según los términos que establezca el Reglamento. En caso de que el Usuario cambie de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor de tres (3) años.

SEGUNDA.- Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento.

TERCERA.- Precisiones para los Contratos de Suministro de Gas Natural Para los contratos de compraventa o suministro de energía eléctrica y/o de gas natural, es aplicable lo dispuesto por los artículos 5º y 6º del Decreto Legislativo N° 701, Decreto Legislativo contra las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la libre competencia, o los que los sustituyan, de modo que no se podrán aplicar condiciones comerciales desiguales para prestaciones equivalentes que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.

Sin perjuicio de la existencia de otras circunstancias que podrían justificar el establecimiento de condiciones comerciales diferenciadas, no se considera incurso dentro de la prohibición indicada en el párrafo anterior, el establecimiento de precios o condiciones de comercialización diferenciados que respondan a diferencias existentes en los costos involucrados en las operaciones vinculados con los volúmenes contratados, el tiempo de duración de los contratos, la forma de pago, las condiciones de los suministros, u otras, que se otorguen de manera general en todos los casos en que se presenten iguales o similares condiciones.

CUARTA.- Promoción de proyectos hidroeléctricos El Ministerio, dentro de su función promotora de nuevas inversiones, deberá implementar la evaluación del potencial nacional de proyectos hidroeléctricos y de fuentes no convencionales de energía, auspiciando los producidos con energía renovable, y poner a disposición de los futuros inversionistas una cartera de proyectos de inversión con perfiles desarrollados hasta el nivel de pre-factibilidad.

El Ministerio establecerá los procedimientos estandarizados para la aprobación de estudios de impacto ambiental, en plazos

predeterminados, para facilitar las inversiones.

El Ministerio establecerá en un plazo no mayor de noventa (90) días, las condiciones y términos para posibilitar un mecanismo de iniciativas privadas de Clientes Libres para aportes financieros destinados a inversiones en proyectos de ampliación de generación en empresas del Estado, que tendrán carácter reembolsable.

QUINTA.- Política, criterios y metodología para la elaboración del Plan de Transmisión La política para el desarrollo eficiente de la transmisión es definida por el Ministerio. OSINERG desarrollará los estudios para establecer los criterios y metodología de planificación a ser utilizados en la elaboración del Plan de Transmisión, los que incluirán, como mínimo, la calidad de servicio, el nivel de desempeño, los horizontes de planificación y los modelos a emplear. Los criterios y metodología de planificación que resulten de los referidos estudios serán sometidos al Ministerio para su aprobación.

El Reglamento establecerá los límites máximos de voltaje para cada nivel de tensión y los criterios de asignación de las instalaciones.

SEXTA.- Armonización del marco legal de transmisión La calificación de las instalaciones señalada en el artículo 58º de la Ley de Concesiones Eléctricas, vigente a la promulgación de la presente Ley, no es materia de revisión, ni es aplicable a las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley.

Lo dispuesto en la presente Ley no será aplicable a las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado por el Decreto Supremo N° 059-96-PCM, y de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en aquello que se oponga a lo estipulado en los respectivos contratos de concesión. A la expiración de dichos contratos, las instalaciones de transmisión correspondientes pasarán a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión considerando lo dispuesto en el numeral 22.2, inciso d), del artículo 22º de la presente Ley.

Cada instalación de transmisión existente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción en que se viene pagando a dicha fecha y se mantendrá invariable y permanente mientras dichas instalaciones

formen parte del Sistema Económicamente Adaptado. La distribución al interior del conjunto de Usuarios o del conjunto de Generadores mantendrá el criterio vigente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley.

SÉPTIMA.- Reglas aplicables a la compra-venta de energía de empresas del Estado en el mercado eléctrico Las empresas con participación accionaria del Estado, titulares de concesiones o autorizaciones de generación o de distribución, en sus operaciones de compraventa de electricidad se adecuarán a las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento. En los casos en que resulten aplicables, dichas empresas quedan autorizadas a negociar y pactar los precios y condiciones comerciales que mejor se adecuen a las condiciones del mercado.

OCTAVA.- Medidas para la promoción de la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes Las actividades de Generación Distribuida y Cogeneración interconectadas al SEIN se regirán por las siguientes disposiciones, de acuerdo con lo que establezca el Reglamento:

- a) La venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado; y,
- b) El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.

NOVENA.- Ingreso tarifario de los enlaces internacionales
Los montos transferidos por el COES a los Generadores y los que a su vez éstos paguen a los Transmisores por concepto de Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, son gasto o costo deducibles para efectos de la determinación de la renta neta del COES y de los Generadores, respectivamente.

DÉCIMA.- Expedición de Reglamentos El Poder Ejecutivo expedirá la reglamentación necesaria para la aplicación de la presente Ley, dentro de los ciento ochenta (180) días calendario siguiente a la fecha de su publicación.

UNDÉCIMA.- Recursos para Capacitación en Electricidad Créase el Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC) con el objeto de financiar la transferencia de tecnología y capacitación en el ámbito del Subsector Electricidad, con un presupuesto anual no mayor al diez por ciento (10%) del monto de los aportes efectuados por las empresas eléctricas el año anterior, a que se refiere el inciso g) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas. El Reglamento definirá la organización y funcionamiento del referido

Consejo.

DUODÉCIMA.- Costos Marginales ante interrupciones del suministro de gas natural En el caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red Principal definidas en la Ley N° 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los registrados en el mismo día de la semana previa a la interrupción del suministro de gas más un adicional que cubra los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo de la semana previa a la interrupción. El referido adicional será calculado restándoles a los costos adicionales de combustibles las compensaciones que les corresponda asumir a los productores o transportistas del gas natural según sea el caso.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA.- Cambio de Condición de Usuarios Libres Durante los dos (2) primeros años de vigencia de la presente Ley, cualquier solicitud de cambio de condición, a que se refiere la Primera Disposición Complementaria de la presente Ley, deberá contemplar un preaviso de por lo menos dos años.

SEGUNDA.- Adecuación del COES El COES deberá adecuarse y elegir a su nuevo Directorio, de conformidad a lo establecido en la presente Ley, dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la fecha de publicación del Reglamento.

TERCERA.- Adecuación de la Referencia del Precio en Barra Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo II sea inferior al treinta por ciento de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.

OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

CUARTA.- Licitaciones por situaciones de excepción Dentro de los tres (3) primeros años de la vigencia de la presente Ley, las distribuidoras podrán convocar Licitaciones, con una anticipación menor a la establecida en el

numeral 5.1 del artículo 5° de la presente Ley, para cubrir la totalidad de la demanda no contratada de sus Usuarios Regulados. En este caso, la vigencia de los contratos adjudicados no será mayor a cinco (5) años.

QUINTA.- Adecuación de factores de pérdidas de potencia Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° de la LCE, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

SEXTA.- Adecuación del cálculo de la energía firme Hasta el 31 de diciembre de 2008, el cálculo de la energía firme se realizará con una probabilidad de excedencia del noventa por ciento (90%).

SÉPTIMA.- Adecuación de las Normas Técnicas de calidad de los Servicios Eléctricos El Ministerio adecuará las Normas Técnicas de calidad de los Servicios Eléctricos en los aspectos referentes al tratamiento de la Transmisión, en un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días.

OCTAVA.- Adecuación de la garantía en los contratos de suministro Lo dispuesto en el numeral 3.1 del artículo 3° de la presente Ley será aplicable a partir del 1 de enero de 2007.

La potencia asociada a los contratos de compraventa de electricidad, que se suscriban en el periodo comprendido desde la entrada en vigencia de la presente Ley y el 31 de diciembre de 2006, no será contabilizada para efectos de verificar el cumplimiento de lo señalado en el numeral 3.1 del artículo 3° de la presente Ley, durante la vigencia de los respectivos contratos.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA MODIFICATORIA

ÚNICA.- Modificaciones al Decreto Ley N° 25844. Modificaciones de los artículos 2°, 3°, 34°, 43°, 45°, 47° primer párrafo e incisos a), h) e i), 48°, 49°, 51°, 52°, 55°, 60°, 61°, 62°, 63°, 69°, 74°, 85°, 101° inciso c) y las Definiciones 5, 6 y 12 del Anexo, de la Ley de Concesiones

Eléctricas; debiendo los artículos citados quedar redactados de la siguiente manera:

“Artículo 2°.- Servicios Públicos de Electricidad:

- a) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y.
- b) La transmisión y distribución de electricidad. El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

Artículo 3°.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

Artículo 34°.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios del Servicio Público de Electricidad dentro de su área de concesión. OSINERG establecerá la remuneración correspondiente según lo que señala el Reglamento.

Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre

generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.

d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

e) Ventas a usuarios de Servicio de Electricidad.

Artículo 45º.- Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del Distribuidor.

Artículo 47º.- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

a) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48º. El factor nodal será igual a 1,00 en la barra en que se fije el Precio Básico de Energía; (...)

h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60º de la presente Ley;

i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

Artículo 48º.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

Artículo 49º.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 51º.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen,

entre otros aspectos, lo siguiente:

a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;

b) El programa de obras de generación y transmisión;

c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;

d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;

e) Los costos marginales;

f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;

g) Los factores nodales de energía;

h) El Costo Total de Transmisión considerado;

i) Los valores resultantes para los Precios en Barra

j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

Artículo 52º.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

Artículo 55º.- El COES deberá entregar obligatoriamente a OSINERG y a los interesados la información técnica que se requiera del sistema; asimismo, los responsables de presentar la propuesta tarifaria, deberán entregar al OSINERG, para su verificación, los modelos matemáticos, programas fuentes y otros elementos requeridos para la fijación de precios.

Artículo 60º.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se determina como la suma de:

a) Ingreso Tarifario Nacional, calculado en

función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje;

b) Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. El Peaje por Conexión Unitario será igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los Generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 61°.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.

Artículo 62°.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG.

Las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, son remuneradas de la siguiente manera:

a. Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;

b. Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas por la demanda;

c. Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.

Artículo 63°.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

a) Los Precios a Nivel Generación;

b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,
c) El Valor Agregado de Distribución.

Artículo 69°.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y los componentes a) y b) señalados en el artículo 63°, OSINERG estructurará un conjunto de precios para cada concesión.

Artículo 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución del OSINERG, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

Artículo 85°.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial – habitabilidad– mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente así como, en el caso de aquellas que tengan habilitación urbana

aprobada pero que no cuenten con un índice de ocupación predial mayor a cuarenta por ciento (40%), los solicitantes, previa opinión favorable de la autoridad municipal

provincial respectiva, podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión.

En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, para la electrificación definitiva de la zona, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%).

Artículo 101°.- Es materia de fiscalización por parte del OSINERG: (...)

c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES. (...)

<p style="text-align: center;">ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS DEFINICIONES (...)</p> <p>5. COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO: Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.</p> <p>6. ENERGÍA FIRME: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica. (...)</p> <p>12. POTENCIA FIRME: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita."</p> <p style="text-align: center;">DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA</p> <p>ÚNICA.- Derogatorias Derogarse los artículos 39°, 40° y 41° de la LCE; así como, aquellas normas modificatorias y complementarias que se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.</p> <p>Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.</p>	<p>En Lima, a los diez días del mes de julio de dos mil seis.</p> <p>MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO Presidente del Congreso de la República</p> <p>FAUSTO ALVARADO DODERO Primer Vicepresidente del Congreso de la República</p> <p>AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA</p> <p>POR TANTO:</p> <p>Mando se publique y cumpla.</p> <p>Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiún días del mes de julio del año dos mil seis.</p> <p>ALEJANDRO TOLEDO Presidente Constitucional de la República</p> <p>PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD Presidente del Consejo de Ministros</p>
---	--

Fuente: Diario El Peruano 21 de Julio del 2006

ANEXO N° 4: DECRETO LEY N° 25844-1992, LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

<p style="text-align: center;">DECRETO LEY N° 25844</p> <p>EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA</p> <p>POR CUANTO: El Gobierno de Emergencia y Reconstrucción Nacional; Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;</p> <p>Ha dado el Decreto Ley siguiente:</p> <p style="text-align: center;">LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS</p> <p style="text-align: center;">TITULO I DISPOSICIONES GENERALES</p>	<p>Artículo 1.- Las disposiciones de la presente Ley norma lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.</p> <p>El Ministerio de Energía y Minas, en representación del Estado, es el encargado de velar por el cumplimiento de la presente Ley, quien podrá delegar en parte las facultades conferidas.(*)</p> <p>(*Párrafo modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31.12.96; cuyo texto es el siguiente:</p>
--	---

EL Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG en representación del Estado son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente ley, quienes podrán delegar en parte las funciones conferidas.

Las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

Artículo 2.- Constituye Servicio Público de Electricidad, el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta los límites de potencia que serán fijados de acuerdo a lo que establezca el Reglamento.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

Artículo 3.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW;

b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;

c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 _W.

Artículo 4.- Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica y la generación hidroeléctrica y geotérmica que no requiere concesión, cuando la potencia instalada sea superior 500 kW.

Artículo 5.- La generación de energía eléctrica de origen nuclear se normará por Ley expresa.

Artículo 6.- Las concesiones y autorizaciones serán otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, que establecerá para tal efecto un Registro de Concesiones Eléctricas.

Artículo 7.- Las actividades de generación, transmisión y distribución, que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

El titular deberá informar obligatoriamente al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones.

Artículo 8.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el título V de la presente Ley.

Artículo 9.- El Estado previene la conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, así como el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

TITULO II COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

Artículo 10.- La Comisión de Tarifas Eléctricas es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Ley.

Artículo 11.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con un Consejo Directivo integrado por cinco miembros, nombrados por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas, con el voto a probatorio del Consejo de Ministros, y estará conformado por:

a) Uno, propuesto por el Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá;

b) Uno, elegido de la terna que proponga el Ministerio de Economía y Finanzas;

c) Uno, elegido de la terna que proponga el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales;

d) Uno, elegido de la terna que propongan los Concesionarios de Generación; y,

e) Uno, elegido de la terna que propongan los Concesionarios de Distribución; Los miembros del Consejo Directivo serán designados por un período de cinco años.

Artículo 12.- Para ser Director de la Comisión de Tarifas Eléctricas se requiere:

a) Ser profesional titulado con no menos de 15 años de ejercicio;

b) Reconocida solvencia e idoneidad profesional; y,

c) Otros que señale el Reglamento de la presente Ley.

Artículo 13.- El cargo de Director de la Comisión de Tarifas Eléctricas vacará por:

- a) Fallecimiento;
- b) Incapacidad permanente;
- c) Renuncia aceptada;
- d) Incompatibilidad legal sobreviniente; y,
- e) Inasistencia injustificada a dos sesiones continuas del Consejo Directivo, salvo licencia autorizada.

Artículo 14.- No podrán ser Directores:

- a) Funcionarios y empleados públicos;
- b) Accionistas, directores, funcionarios y empleados de las empresas que suministren energía a precio regulado o de sociedades de consultoría que proporcionen servicios a la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- c) Directores y funcionarios de empresas que hayan sido sancionadas por actos de especulación o monopolio y quienes hubiesen sido sancionados por las mismas infracciones;
- d) Dos o más personas que sea parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o hasta el segundo grado por afinidad; y,
- e) Los que tengan juicios pendientes con el Estado.

Artículo 15.- Son funciones del Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas:

- a) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica con estricta sujeción a los procedimientos establecidos en la presente Ley;
- b) Resolver como última instancia administrativa todos los asuntos que en materia de fijación tarifaria presenten las partes interesadas;
- c) Elaborar su Reglamento Interno;
- d) Elegir al Vicepresidente;
- e) Nombrar al Secretario Ejecutivo, determinando sus obligaciones y remuneración;
- f) Aprobar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas Eléctricas y someterlo a consideración al Ministerio de Energía y Minas;
- g) Imponer las sanciones por incumplimiento de sus resoluciones que señale el Reglamento;
- h) Aprobar y determinar la precalificación de empresas consultoras propuesta por la Secretaría Ejecutiva;

i) Evaluar los estudios e informes encargados a la Secretaría Ejecutiva; y,

j) Otras que le señale el Reglamento.

Artículo 16.- El Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas podrá encargar, a uno o más de sus miembros, la realización de actividades específicas que coadyuven al cumplimiento de las responsabilidades que le asigna la presente Ley. En estos casos, los Directores nominados están obligados a cumplir con el correspondiente encargo.

Artículo 17.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con una Secretaría Ejecutiva. El personal de dicha Secretaría estará integrado por profesionales altamente calificados y personal de apoyo eficiente. El régimen laboral de dicho personal se sujetará a la Ley No. 4916.

Artículo 18.- La Secretaría Ejecutiva, en apoyo a las determinaciones que deberá tomar el Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, realizará las siguientes funciones:

- a) Efectuar la precalificación de las empresas consultoras para la elaboración de los estudios tarifarios y especiales que se requieran;
- b) Elaborar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas Eléctricas;
- c) Revisar y evaluar los estudios que presenten los concesionarios;
- d) Elaborar los Términos de Referencia y supervisar la ejecución de estudios que por mandato de la ley deberá encargarse a firmas consultoras especializadas;
- e) Elaborar los estudios para la determinación de Bloques Horarios a ser utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;
- f) Ejecutar los estudios para determinar los factores de pérdidas de potencia y de energía utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;
- g) Elaborar los estudios para definir el Sistema Principal y Sistemas Secundarios de transmisión de cada Sistema Interconectado;
- h) Elaborar los estudios para definir los Sectores de Distribución Típicos;
- i) Elaborar los estudios de comparación a que se refiere el artículo 53o. de la presente Ley;
- j) Elaborar los estudios para fijar y actualizar los Valores Nuevos de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución; y,
- k) Otras que le señale el Reglamento.

Artículo 19.- El Reglamento de la presente Ley establecerá los criterios para fijar la retribución que deberán percibir los Directores y Trabajadores de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Asimismo, determinará el número de trabajadores de la Secretaría Ejecutiva.

Artículo 20.- El presupuesto de la Comisión de Tarifas Eléctricas será cubierto por los aportes anuales que efectuarán los concesionarios y empresas de electricidad, sujetas a regulación de precios.

Artículo 21.- El Reglamento Interno de la Comisión de Tarifas Eléctricas será aprobado por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas.

TITULO III CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 22.- La concesión se otorgará por plazo indefinido. Se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios.

Artículo 23.- La concesión temporal permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la realización de los estudios de centrales de generación, subestación es y líneas de transmisión.

El plazo máximo para la concesión temporal será de 02 años, pudiendo renovarse por una sola vez a solicitud del peticionario y hasta por el mismo plazo.

La solicitud de concesión temporal, así como la de su renovación, se formulará con los requisitos, condiciones y garantías que establezca el Reglamento. Las concesiones temporales serán otorgadas por resolución ministerial.

Artículo 24.- La concesión definitiva permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la construcción y operación de centrales de generación y obra s conexas, subestaciones y líneas de transmisión así como también de redes y subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad.

Artículo 25.- La solicitud para la obtención de concesión definitiva será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:

a) Identificación del peticionario;

b) Autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;
c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto;
d) Calendario de ejecución de las obras;
e) Presupuesto del proyecto;
f) Especificación de las servidumbres requeridas;
g) Delimitación de la zona de concesión y contrato formal de suministro de energía en el caso de concesiones de distribución;
h) Estudio de impacto ambiental; e,
i) Las garantías establecidas por el Reglamento.

La solicitud será publicada por dos días consecutivos, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial "El Peruano" y en uno de los diarios de mayor circulación donde se ubica la concesión.

La concesión definitiva será otorgada por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas.

Artículo 26.- Cuando concurren varias solicitudes para una misma concesión definitiva, dentro de los 15 días de concluida la publicación de la primera solicitud, se dará preferencia al peticionario que presente las mejores condiciones desde el punto de vista técnico y económico. En igualdad de condiciones, tendrá derecho preferencial el que haya tenido previamente una concesión temporal.

Artículo 27.- Los procedimientos y condiciones aplicables a la tramitación de oposiciones serán establecidos por el Reglamento.

Artículo 28.- La solicitud de concesión, que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25o. de la presente Ley, deberá resolverse en un plazo máximo de 90 días calendarios contados a partir de la fecha de su presentación. De no resolverse en este plazo se dará por aprobada.

Artículo 29.- La concesión adquiere carácter contractual cuando el peticionario acepta por escrito la resolución emitida y suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de 60 días calendarios, contados a partir de la fecha de recibida la transcripción de la resolución.

El contrato deberá contener el nombre del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, plazo de inicio y terminación de las obras, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demoras disposiciones de la presente Ley, que le sean aplicables.

Artículo 30.- La concesión de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona

determinada, será exclusiva para un solo concesionario, y no podrá reducirla sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.

El concesionario de distribución podrá efectuar ampliaciones de su zona de concesión, informando previamente al Ministerio de Energía y Minas los nuevos límites.

Las ampliaciones de la zona de concesión se regularizarán cada dos años mediante un procedimiento similar al de una concesión definitiva.

Artículo 31.- Los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a:

a) Efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión;

b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión;

c) Aplicar los precios regulados que se fijen de conformidad con las disposiciones de la presente Ley;

d) Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento;

e) Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables;

f) Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores;

g) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos y reguladores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas, que en ningún caso podrán ser superiores al 1% de sus ventas anuales; y, (*)

(*)Inciso modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31.12.96; cuyo texto es el siguiente:

g) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas que en ningún caso podrán ser superiores al uno por ciento (1%) de sus ventas anuales.

h) Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

Artículo 32.- Los concesionarios de generación y de transmisión, cuando integren un Comité de Operación Económica del Sistema, están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita dicho Comité.

Artículo 33.- Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso.

Artículo 34.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

a) Dar servicio a quien los solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;

b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes 24 meses como mínimo;

c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión; y,

d) Permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, para suministrar energía a usuarios que no tengan el carácter de Servicio Público de Electricidad, ubicados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento.

Artículo 35.- La concesión termina por declaración de caducidad o renuncia; en ambos casos la transferencia de los derechos de la concesión y de los bienes que se requieran para continuar con su operación, seguridad; efectuada de acuerdo a lo previsto en la presente Ley y su Reglamento.

Artículo 36.- La concesión caduca cuando:

a) El concesionario no eleve a escritura pública el contrato de concesión dentro del plazo señalado;

b) El concesionario no realice los estudios y/o no ejecute las obras e instalaciones en los plazos establecidos en el contrato de concesión, salvo caso fortuito o fuerza mayor debidamente acreditados;

c) El concesionario deje de operar sus instalaciones, sin causa justificada, por 876 horas acumuladas durante un año calendario;

d) El concesionario de generación o de transmisión, luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opere sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del Comité de Operación Económica del Sistema, salvo autorización expresa del Ministerio de Energía y Minas por causa debidamente justificada;

e) El concesionario de distribución, luego de habersele aplicado las multas correspondientes, no cumpla con sus obligaciones de dar servicio en los plazos prescritos y de acuerdo a los estándares de calidad establecidos en su contrato de Concesión; y,

f) El concesionario de distribución no acredite garantía de suministro por el plazo previsto en inciso b) del artículo 34o. de la presente Ley.

Artículo 37.- La caducidad será sancionada por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas. En este caso se dispondrá su intervención administrativa en forma provisional, a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones.

Los derechos y los bienes de la concesión serán subastados públicamente. Del valor obtenido en la subasta, se deducirán los gastos incurridos y el saldo será entregado al ex concesionario.

Los acreedores de la concesión declarada en caducidad, no podrán oponerse por ningún motivo a la subasta antes señalada.

Artículo 38.- Las autorizaciones serán otorgadas mediante resolución ministerial por un plazo indefinido, dentro de los 30 días calendarios de presentada la solicitud, al cabo de los cuales se dará por autorizada a.

La solicitud deberá contener la identificación del propietario, declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación, datos técnicos, ubicación de las instalaciones y demás informaciones con fines estadísticos. El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.

TITULO IV COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA

Artículo 39.- Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía

eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energético

Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetará a las disposiciones de este Comité.

Artículo 40.- El funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema se regirá por las disposiciones que señale el Reglamento, contemplando lo siguiente:

- a) Requisitos para integrar el Comité;
- b) Mecanismos para la toma de decisiones;
- c) Procedimientos para la optimización de la operación;
- d) Procedimientos para la valorización de las transferencias de potencia y energía;
- e) Mecanismos para la solución de divergencias y/o controversias; y,
- f) La información que debe proporcionar a los organismos normativos y reguladores.

Artículo 41.- Las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son:

- a) Planificar la operación del sistema interconectado, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones;
- c) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo al procedimiento que establezca el Reglamento;
- d) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y el Reglamento;
- e) Garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del sistema, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación. Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del sistema;
- f) Garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado;

Ningún integrante podrá contratar con sus usuarios, más potencia firme que la propia o la contratada a terceros; y,

g) Otras que señale expresamente el Reglamento.

TITULO V SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 42.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Artículo 43.- Estarán sujetos a regulación de precios:

a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 41° de la presente Ley.

Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador,

b) Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión;

c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,

d) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Artículo 44.- No están sujetos a regulación de precios las ventas de energía eléctrica no señaladas explícitamente en el artículo anterior.

PRECIOS MAXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PÚBLICO

Artículo 45.- Las ventas de energía eléctrica a un concesionario de distribución, destinada al Servicio Público de Electricidad, se efectuarán a Tarifas en Barra.

Artículo 46.- Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas semestralmente por la Comisión de Tarifas Eléctricas y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año.

Las tarifas sólo podrán aplicarse previa su publicación en el Diario Oficial "El Peruano" y en un diario de mayor circulación.

Artículo 47.- Para la fijación de tarifas en Barra cada COES efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

a) Proyectará la demanda para los próximos cuarenta y ocho meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión

factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas;

b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley;

c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establezca la Comisión de Tarifas Eléctricas, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior;

d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados;

e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fija en el artículo 79o. de la presente Ley;

f) Determinará el Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando la anualidad obtenida en el acápite anterior, incrementada en un porcentaje que resulta de considerar la indisponibilidad teórica del sistema eléctrico;

g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Estos factores serán iguales a 1.00 en la barra en que se fijen los precios básicos;

h) Determinará el precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60o. de la presente Ley; e,

i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de Energía correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor de pérdidas de energía.

Artículo 48.- Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente,

considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

Artículo 49.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión, el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

Artículo 50.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47o. deberán ser expresados a precios vigentes en los meses de marzo o septiembre, según se trate de las fijaciones de precios de mayo o de noviembre, respectivamente.

Artículo 51.- Antes del 15 de marzo y 15 de septiembre de cada año cada COES deberá presentar a la Comisión de Tarifas Eléctricas el correspondiente estudio técnico-económico que explicita y justifique, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores de pérdidas de potencia y de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Artículo 52.- La Comisión de Tarifas Eléctricas comunicará al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, al estudio técnico-económico.

El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

La Comisión de Tarifas Eléctricas evaluará los nuevos cálculos y, luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

Artículo 53.- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas Eléctricas, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

Artículo 54.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas

las del período siguiente, por causas atribuibles a la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los generadores de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigente, previa publicación en el Diario Oficial "El Peruano".

Artículo 55.- Cada COES deberá entregar obligatoriamente a la Comisión de Tarifas Eléctricas la información técnica, modelos matemáticos, programas fuente y otros elementos requeridos para verificar el cálculo de los precios propuestos.

Artículo 56.- En los Sistemas Aislados, la Comisión de Tarifas Eléctricas, fijará las Tarifas en Barra de acuerdo a los criterios señalados en la presente Ley y el Reglamento.

Artículo 57.- De producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios, sujetos a regulación de Precios, por la energía no suministrada en los casos, forma y condiciones que señale el Reglamento.

PRECIOS MAXIMOS DE TRANSMISION

Artículo 58.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

Artículo 59.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79o. de la presente Ley.

Artículo 60.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados: Ingreso

Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario, y es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme.

Artículo 61.- La Comisión de Tarifas Eléctricas fijará anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el Costo Total de Transmisión; tomando en cuenta el Ingreso tarifario esperado, que le deberá proporcionar el respectivo COES.

El Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste, serán fijados y publicados en el Diario Oficial "El Peruano", entrando en vigencia el 01 de mayo de cada año.

Artículo 62.- Si un generador suministra energía eléctrica en barras ubicadas en el Sistema Secundario de Transmisión o utilizando instalaciones de un concesionario de distribución, deberá convenir con sus propietarios las compensaciones por el uso de dichas instalaciones.

Estas compensaciones cubrirán el Costo Medio de eficiencia de tales Sistemas y no se pagarán si el uso se efectúa en sentido contrario al flujo preponderante de energía.

En caso de discrepancia y a solicitud de parte, la Comisión de Tarifas Eléctricas actuará como dirimente y deberá resolver en un plazo máximo de 30 días de presentada.

PRECIOS MAXIMOS DE DISTRIBUCION

Artículo 63.- Las tarifas a usuarios finales de Servicio Público de electricidad, comprenden las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución.

Artículo 64.- El Valor Agregado de Distribución se basará en una empresa modelo eficiente y considerará los siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Artículo 65.- El costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado,

considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79o. de la presente Ley.

Artículo 66.- El VAD se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

Artículo 67.- Los componentes señalados en el artículo 64o., se calcularán para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, la que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios.

Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país.

Artículo 68.- La Comisión de Tarifas Eléctricas, recibidos los estudios comunicará a los concesionarios sus observaciones si las hubiere, debiendo estos absolverlas en un plazo máximo de 10 días.

Abueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, la Comisión de Tarifas Eléctricas establecerá los Valores Agregados de Distribución para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

Artículo 69.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y las Tarifas en Barra que correspondan, la Comisión de Tarifas Eléctricas estructurará un conjunto de Precios Básicos para cada concesión.

Artículo 70.- La Comisión de Tarifas Eléctricas calculará la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- a) Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los Precios Básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior;
- b) Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas; y,

c) El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

Artículo 71.- Si las tasas, antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de Actualización señalada en el artículo 79o. de la presente Ley, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Artículo 72.- Considerando los valores Agregados de Distribución definitivos de cada concesionario, la Comisión de Tarifas Eléctricas fijará y publicará las tarifas definitivas de distribución correspondiente y sus fórmulas de reajuste mensual, las que entrarán en vigencia el 01 de noviembre.

Artículo 73.- Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Artículo 74.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra las resoluciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas, dentro de los diez días calendarios siguientes a la fecha de su publicación.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de diez días calendarios, a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

Artículo 75.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, por causas atribuibles a la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los concesionarios de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigente, previa publicación en el Diario Oficial "El Peruano".

Artículo 76.- El Valor Nuevo de Reemplazo, para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando de más:

a) Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79o. de la presente Ley;

b) Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas; y,

c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, los concesionarios presentarán la información sustentaria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

Artículo 77.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas Eléctricas procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios.

En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas Eléctricas incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Artículo 78.- El Valor Nuevo de Reemplazo, ingresos y costos orientados exclusivamente para el cálculo de las tarifas no serán considerados por ningún motivo para efectos tributarios de las empresas.

Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.

Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.

En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

Artículo 80.- En Sistemas Aislados, los concesionarios de distribución que dispongan de generación y transmisión propia para atender parcial o totalmente su demanda, están obligados a llevar por separado una con habilidad de costos para la actividades de generación, transmisión y distribución.

Artículo 81.- Será obligación de la Comisión de Tarifas Eléctricas preparar periódicamente información que permita conocer al Sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas, los valores históricos y esperados. En particular, serán de conocimiento público tanto los informes relativos al cálculo de las Tarifas en Barra y de los Valores Agregados de Distribución, así como indicad ore

TITULO VI PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 82.- Todo solicitante, ubicado dentro de una zona de concesión de distribución, tendrá derecho a que el respectivo concesionario le suministre energía eléctrica, previo cumplimiento de los requisitos y pagos que al efecto fije la presente Ley y el Reglamento, conforme a las condiciones técnicas que rijan en el área.

Los pagos efectuados constituyen derecho intransferible a favor del predio para el cual se solicitó.

Artículo 83.- Para la dotación de nuevos suministros o ampliación de una potencia contratada, el concesionario podrá exigir una contribución, con carácter reembolsable, para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega y/o para la ampliación de la capacidad de distribución necesaria.

Estas contribuciones tendrán la siguiente modalidad, a elección del usuario:

- a) Aportes por kW, previamente fijado por el concesionario para los diferentes casos;
- b) Construcción de las obras de extensión por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario, fijándose el valor de estas instalaciones en la oportunidad de aprobar el proyecto; y,
- c) Financiamiento por el solicitante para ejecutar las obras requeridas, al valor determinado por el concesionario, obligándose éste a ejecutarlas en un plazo determinado.

Artículo 84.- El usuario tendrá derecho a que se le reconozca las contribuciones que realice mediante la entrega de acciones de la Empresa, bonos u otras modalidades que garanticen su recuperación real bajo condiciones que fije el Reglamento.

La elección de la forma de devolución corresponderá al usuario. La Empresa concesionaria, por ningún motivo, podrá cobrar gastos y/o comisiones por concepto de esta devolución.

Artículo 85.- En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de la concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y Alumbrado Público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la Empresa concesionaria que atiende el área.

En este caso las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad su Valor Nuevo de Reemplazo para los efectos de rembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido en el artículo 84o. de la presente Ley.

Artículo 86.- Si el suministro de energía sufriera interrupción total o parcial por un período consecutivo mayor de cuatro horas, el concesionario deberá compensar a los usuarios por el costo de la potencia y energía no suministrada en las condiciones que establezca el Reglamento, excepto en las oportunidades en que ellas fueren originadas por causa imputable al usuario afectado.

En caso de racionamiento programado por falta de energía a nivel generación, se efectuarán compensaciones en forma similar a lo previsto en el artículo 57o. de la presente Ley.

Artículo 87.- Los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor, con la obligación de dar aviso de ello a los usuarios y al organismo fiscalizador, dentro de las cuarenta y ocho horas de producida la alteración.

Artículo 88.- Las instalaciones internas particulares de cada suministro deberán iniciarse a partir del punto de entrega, corriendo por cuenta del usuario el proyecto, ejecución, operación y mantenimiento, así como eventuales ampliaciones, renovaciones, reparaciones y/o reposiciones.

Artículo 89.- El usuario no podrá utilizar una demanda mayor a la contratada. Si superara su límite estará sujeto a la suspensión del servicio y al pago de las multas que fije el Reglamento.

En caso de reincidencia, deberá abonar las contribuciones reembolsables por el respectivo incremento de potencia.

Artículo 90.- Los concesionarios podrán efectuar el corte inmediato del servicio, sin necesidad de aviso previo al usuario ni intervención de las autoridades competentes, en los siguientes casos:

- a) Cuando estén pendientes de pago facturaciones y/o cuotas, debidamente notificadas, de dos o más meses derivados de la prestación del Servicio Público de Electricidad, con los respectivos intereses y moras;
- b) Cuando se consuma energía eléctrica sin contar con la previa autorización de la empresa o cuando se vulnere las condiciones del suministro; y,

c) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas; estando ellas bajo administración de la empresa, o sean instalaciones internas de propiedad del usuario.

Los concesionarios deberán enviar las respectivas notificaciones de cobranza a los usuarios que se encuentren con el suministro cortado, en la misma oportunidad en que lo realiza para los demás usuarios, quedando facultados a cobrar un cargo mínimo mensual.

Los concesionarios fijarán periódicamente los importes por concepto de corte y reconexión de acuerdo a lo que establezca el Reglamento.

Artículo 91.- En los casos de utilización ilícita, adicionalmente al cobro de los gastos de corte, pago de la energía consumida y otros, las personas involucradas podrán ser denunciadas ante el fuero penal.

Artículo 92.- Cuando por falta de adecuada medición o por errores en el proceso de facturación, se considere importes distintos a los que efectivamente correspondan, los concesionarios procederán a la recuperación; o al reintegro según sea el caso.

El monto a recuperar por el concesionario se calculará a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de 12 meses anteriores a esta fecha. El recupero se efectuará en 10 mensualidades iguales sin intereses ni moras.

El reintegro al usuario se efectuará, a su elección, mediante el descuento de unidades de energía en facturas posteriores o en efectivo en una sola oportunidad, considerando las mismas tasas de interés y mora que tiene autorizadas el concesionario para el caso de deuda por consumo de energía.

Artículo 93.- Las reclamaciones de los usuarios respecto a la prestación del Servicio Público de Electricidad serán resueltas en última instancia administrativa por el Ministerio de Energía y Minas, de conformidad a lo indicado en el Reglamento. (*)

(*) Este artículo ha sido modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31.12.96; cuyo texto es el siguiente:
Artículo 93°.- Las reclamaciones de los usuarios respecto a la prestación del Servicio Público de Electricidad serán resueltas en última instancia administrativa por el OSINERG, de conformidad a lo indicado en el reglamento.

Artículo 94.- La prestación del servicio de alumbrado público es de responsabilidad de los concesionarios de distribución, en lo que se refiere al alumbrado general de avenidas, calles y plazas.

La energía correspondiente será facturada al Municipio. De no efectuarse el pago por dos meses consecutivos, el cobro se efectuará directamente a los usuarios, de acuerdo al procedimiento fijado en el Reglamento. En este último caso, el Municipio dejará de cobrar el arbitrio correspondiente.

Las Municipalidades podrán ejecutar a su costo, instalaciones especiales de iluminación, superior a los estándares que se señale en el respectivo contrato de concesión. En este caso deberán asumir igualmente los costos del consumo de energía, operación y mantenimiento.

Artículo 95.- En todo proyecto de habilitación de tierra o en la construcción de edificaciones, deberá reservarse las áreas suficientes para instalación de las respectivas subestaciones de distribución.

Artículo 96.- Los urbanizadores están obligados a ejecutar las obras civiles de cruce de calzadas para el tendido de las redes de distribución, cuando corresponda, a fin de evitar la rotura de las mismas.

Artículo 97.- Los concesionarios podrán abrir los pavimentos, calzadas y aceras de las vías públicas que se encuentren dentro de su zona de concesión, dando aviso a las Municipalidades respectivas y quedando obligadas a efectuar la reparación que sea menester, en forma adecuada e inmediata.

Artículo 98.- Los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de obras de ornato, pavimentación y, en general, por razones de cualquier orden, serán sufragados por los interesados y/o quienes lo originen.

Artículo 99.- Los estudios, proyectos y obras de las instalaciones necesarias para la prestación del Servicio Público de Electricidad, deberán ser efectuados cumpliendo con los requisitos que señalen el Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

Artículo 100.- Una vez al año, en la forma y en la oportunidad que determine el Reglamento, se efectuará una encuesta representativa a usuarios de una concesión, para calificar la calidad del servicio recibido.

TITULO VII

FISCALIZACION

Artículo 101.- Es materia de fiscalización, por parte del Ministerio de Energía y Minas:

- a) El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios establecidos en la presente Ley, el Reglamento y el respectivo contrato de concesión;
- b) Los demás aspectos que se relacionen con la prestación del Servicio Público de Electricidad; y,
- c) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley. El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización. (*)

(*) Este artículo ha sido modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31.12.96; cuyo texto es el siguiente:

Artículo 101°.- Es materia de fiscalización por parte del OSINERG:

- a) El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios establecidos en la presente Ley, el Reglamento y el respectivo contrato de concesión;
- b) Los demás aspectos que se relacionen con la prestación del Servicio Público de Electricidad;
- c) El cumplimiento de las funciones asignadas por la presente Ley y su Reglamento a los Comités de Operación Económica del Sistema-COES;
- d) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley;

El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización.

Artículo 102.- El Reglamento señalará las sanciones y/o multas por el incumplimiento e infracciones a la presente Ley.

Los ingresos obtenidos por estos conceptos constituirán recursos propios del Ministerio de Energía y Minas. (*)

(*) Este artículo ha sido modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31.12.96; cuyo texto es el siguiente:

Artículo 102°.- El Reglamento señalará las compensaciones, sanciones y/o multas por el incumplimiento e infracciones a la presente Ley. Los ingresos obtenidos por compensaciones serán abonados a los usuarios afectados, y los provenientes de sanciones y/o multas constituirán recursos propios del OSINERG.

Artículo 103.- Las Municipalidades comunicarán al Ministerio de Energía y Minas las interrupciones o alteraciones que se produzcan en el servicio, así como los defectos que se

adviertan en la conservación y funcionamiento de las instalaciones. (*)

(*) Este artículo ha sido modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31.12.96; cuyo texto es el siguiente:

Artículo 103°.- Las Municipalidades y/o usuarios del Servicio Público de Electricidad comunicarán al OSINERG las interrupciones o alteraciones que se produzcan en el servicio, así como los defectos que se adviertan en la conservación y funcionamiento de las instalaciones.

TITULO VIII

GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSION

Artículo 104.- Los contratos de concesión, una vez inscritos en los Registros Públicos, constituyen ley entre las partes.

Artículo 105.- La caducidad de una concesión, por razones distintas de las señaladas en la presente Ley, deberá ser indemnizada al contado, sobre la base del Valor Presente del Flujo Neto de Fondos a Futuro que la concesión genera a su propietario, empleando la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79o. de la presente Ley.

Artículo 106.- Los concesionarios así como las empresas que se dediquen en forma exclusiva a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica tendrán los siguientes derechos:

- a) Fraccionamiento hasta en 36 mensualidades de los derechos Ad Valorem CIF que grave la importación de bienes de capital para nuevos proyectos, expresados en moneda extranjera.

Mediante decreto supremo, elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, se establecerán la tasa de interés aplicable al fraccionamiento, el plazo para el pago de la primera cuota a partir de la numeración de la respectiva Declaración de Importación, así como las demás condiciones para su aplicación; y, (*)

(*) El plazo de fraccionamiento a que se refiere este inciso rige hasta el 31 de diciembre del 2000, según el artículo único de la Ley N° 26712, publicada el 24.12.96

- b) Todas las garantías del Régimen de Estabilidad Jurídica, Estabilidad Tributaria y libre disponibilidad de divisas a los inversionistas nacionales y extranjeros a que se refieren los Decretos Legislativos Nos. 662, 668 y 757.

Artículo 107.- Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley No. 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

TITULO IX USO DE BIENES PUBLICOS Y DE TERCEROS

Artículo 108.- Cuando un recurso hidráulico asignado para un determinado fin requiera ser utilizado para generación eléctrica o viceversa, no se deberá afectar los derechos del primero.

En dichos casos, la administración del recurso hidráulico se hará en forma conjunta por todos aquellos que lo utilicen con fines distintos.

Artículo 109.- Los concesionarios sujetándose a las disposiciones que establezca el Reglamento están facultados:

a) A usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de propiedad del Estado o municipal, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas aéreas eléctricas y de comunicaciones;

b) A cortar los árboles o sus ramas que se encuentren próximos a los electroductos aéreos y que puedan ocasionar perjuicio a las instalaciones, previo permiso de la autoridad competente; y,

c) A colocar soportes o anclajes en la fachada de los edificios y postes delante de ellas.

En estos casos, el concesionario deberá resarcir los costos de reposición de las áreas afectadas.

Artículo 110.- Las servidumbres para la ocupación de bienes públicos y privados, se constituirán únicamente con arreglo a las disposiciones de la presente Ley.

Las servidumbres podrán ser:

a) De acueductos, embalses y de obras hidroeléctricas;

b) De electroductos para establecer

subestaciones de transformación, líneas de transmisión y distribución;

c) De ocupación de bienes de propiedad particular indispensables para la instalación de subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad;

d) De sistemas de telecomunicaciones;

e) De paso para construir vías de acceso; y,

f) De tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones.

Artículo 111.- Es atribución del Ministerio de Energía y Minas imponer con carácter forzoso el establecimiento de las servidumbres que señala esta Ley, así como modificar las establecidas. Para tal efecto, el Ministerio deberá oír al titular del predio sirviente, siguiendo el procedimiento administrativo que establezca el Reglamento.

Al imponerse o modificarse la servidumbre, se señalarán las medidas que deberán adoptarse para evitar los peligros e inconvenientes de las instalaciones que ella comprenda.

Artículo 112.- El derecho de establecer una servidumbre al amparo de la presente Ley obliga a indemnizar el perjuicio que ella cause y a pagar por el uso del bien gravado. Esta indemnización será fijada por acuerdo de partes; en caso contrario la fijará el Ministerio de Energía y Minas.

El titular de la servidumbre estará obligado a construir y conservar lo que fuere necesario para que los predios sirvientes no sufran daño ni perjuicio por causa de la servidumbre. Además, tendrá derecho de acceso al predio con fines de vigilancia y conservación de las instalaciones que haya motivado las servidumbres, debiendo proceder con la precaución del caso para evitar daños y perjuicios, quedando sujeto a la resp

Artículo 113.- Constituida la servidumbre para los fines de generación de energía eléctrica, las obras e instalaciones requeridas para el aprovechamiento de las aguas, sólo podrán ser afectadas por servidumbre para actividades distintas a las que están destinadas si se comprueba plenamente que la nueva servidumbre no perjudicará los fines del servicio. En este caso, serán de cargo del titular de la nueva servidumbre los gastos que haya

Artículo 114.- La servidumbre de electroducto y las instalaciones de telecomunicaciones, confieren al concesionario el derecho de tender líneas por medio de postes, torres o por conducto subterráneo a través de propiedades y el de

ocupar los terrenos de la misma que sean necesarios para subestaciones de transformación y para las habitaciones del personal.

En las zonas urbanas, la servidumbre de electroducto no podrá imponerse sobre edificios, patios y jardines.

Artículo 115.- La constitución de la servidumbre de electroducto no impide al propietario del predio sirviente que pueda cercarlo o edificar en él, siempre que las construcciones no se efectúen debajo de la línea de alta tensión y su zona de influencia y deje el medio expedito para atender a la conservación y reparación del electroducto, respetando las distancias mínimas de seguridad establecidas por el Código Nacional de Electricidad

Artículo 116.- El Ministerio de Energía y Minas podrá imponer en favor de los concesionarios y a solicitud de éstos, servidumbre de ocupación temporal de los terrenos del Estado, de las Municipalidades, de las entidades de propiedad del Estado o de particulares, destinadas a almacenes, depósitos de materiales, colocación de postería o cualquier otro servicio que sea necesario para construcción de las obras.

Las servidumbres de ocupación temporal dan derecho al propietario del predio sirviente a percibir el pago de las indemnizaciones y compensaciones que establecen la presente Ley y su Reglamento, durante el tiempo de la ejecución de las obras.

Artículo 117.- Las servidumbres de cable carril, de vías de acceso y de instalaciones de telecomunicaciones para los fines del servicio, se constituirán con arreglo a las disposiciones contenidas en el presente Título, en cuanto le sean aplicables.

Artículo 118.- Una vez consentida o ejecutoriada la resolución administrativa que establezca o modifique la servidumbre, el concesionario deberá abonar directamente o consignar judicialmente, a favor del propietario del predio sirviente, el monto de la valorización respectiva, antes de la iniciación de las obras e instalaciones.

La contradicción judicial a la valorización administrativa deberá interponerse dentro de los treinta (30) días siguientes al pago o consignación, y sólo dará lugar a percibir el reajuste del monto señalado.

Una vez efectuado el pago, el Ministerio de Energía y Minas dará posesión de la parte requerida del predio sirviente al concesionario solicitante, a fin de que cumpla el propósito para el que se constituye la servidumbre.

En caso de oposición del propietario o conductor del predio sirviente, el concesionario podrá hacer uso del derecho concedido con el auxilio de la fuerza pública sin perjuicio de iniciar las acciones legales a que hubiese lugar.

Artículo 119.- El Ministerio de Energías y Minas, a pedido de parte o de oficio, declarará la extinción de las servidumbres establecidas cuando:

- a) Quien solicitó la servidumbre no lleve a cabo las instalaciones u obras respectivas dentro del plazo señalado al imponerse la misma;
- b) El propietario conductor del predio sirviente demuestre que la servidumbre permanece sin uso por más de doce meses consecutivos;
- c) Sin autorización previa se destine la servidumbre a fin distinto para el cual se solicitó; y,
- d) Se dé término a la finalidad para la cual se constituyó la servidumbre.

TITULO X DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 120.- En los casos de calamidad pública, conmociones internas y/o disturbios, el Estado deberá prestar a los concesionarios y empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, la ayuda necesaria para asegurar la protección de las obras e instalaciones a fin de garantizar la continuidad de su operación.

Artículo 121.- El suministro de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, que no requiera de concesión, puede ser desarrollado por personas naturales o jurídicas con el permiso que será otorgado por los Concejos Municipales para cada caso, quienes fijarán las condiciones del suministro de común acuerdo con los usuarios.

No obstante lo anterior, los titulares podrán solicitar al Ministerio de Energía y Minas el otorgamiento de concesión para el desarrollo de estas actividades dentro de las disposiciones de la presente Ley y Reglamento.

Artículo 122.- Las actividades de generación, de transmisión perteneciente al Sistema Principal y de distribución de energía eléctrica no podrán efectuarse simultáneamente por un mismo titular, salvo en los casos previstos en la presente Ley.

Artículo 123.- Las definiciones que correspondan a las disposiciones de la presente Ley, cuya relación se anexa, forman parte integrante de la misma.

TITULO XI DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Dentro de los noventa (90) días, a partir de la vigencia de la presente Ley, se constituirá y entrarán en funciones los COES en los Sistemas Centro Norte (SICN) y Sur Oeste (SISO).

SEGUNDA.- Los contratos de suministros que en virtud de la presente Ley dejan de ser regulados, así como los de compra y venta de energía interempresas, deberán adecuarse a las disposiciones de la presente Ley, de acuerdo al procedimiento que para tal efecto disponga el Ministerio de Energía y Minas, en un plazo no mayor de ciento veinte (120) días calendarios, a partir de su entrada en vigencia.

TERCERA.- La Comisión de Tarifas Eléctricas continuará fijando tarifas eléctricas, observando los mecanismos y métodos actuales, hasta las oportunidades en que deban fijarse conforme a los criterios establecidos en la presente Ley.

CUARTA.- Todas las empresas actuales que efectúen distribución de Servicio Público de Electricidad, tendrán concesiones de distribución provisionales que comprendan sus instalaciones de distribución existentes y una franja de cien (100) metros de ancho en torno a éstas. El plazo máximo para regularizar la concesión definitiva y la determinación de sus respectivos Valores Nuevos de Reemplazo será de trescientos sesenta (36)

QUINTA.- Las Empresas de Servicio Público de Electricidad que integran los sistemas Centro-Norte (SICN), Sur Oeste (SISO) y Sur Este deberán tomar las medidas legales administrativas y económicas para dividir las actividades de generación, de transmisión y de distribución en empresas independientes, observando las disposiciones que para el efecto dicte el Ministerio de Energía y Minas. Esta medida será efectuada en un plazo máximo.

SEXTA.- Todas las empresas de generación, transmisión y distribución, incluidos los auto productores, que requieren de concesión o autorización, de acuerdo a las disposiciones de la presente Ley, deberán adecuarse a ésta en un plazo de trescientos sesenta (360) días calendarios a partir de su entrada en vigencia.

SETIMA.- En situaciones de emergencia o graves deficiencias en el servicio, el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial podrá facultar a los Directorios de las Empresas en las que el Estado pudiera mantener participación mayoritaria, a adoptar acciones correctivas destinadas a superar tales situaciones.

OCTAVA.- La Comisión de Tarifas Eléctricas deberá reestructurarse de acuerdo a lo establecido en la presente Ley, en un plazo máximo de sesenta días contados a partir de la vigencia de la presente Ley.

Los miembros del Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, que deben ser nombrados, a propuesta de los concesionarios, serán designados provisionalmente a propuesta de las actuales Empresas de Servicio Público de Electricidad por un período no mayor de trescientos sesenta (360) días.

NOVENA.- Los reglamentos y normas técnicas vigentes a la fecha de promulgación de la presente Ley conservarán sus vigencias, en tanto no sean contrarios a esta última.

DECIMA.- El Ministerio de Energía y Minas queda facultado a dictar las disposiciones legales complementarias para normar la adecuación de las actuales personas naturales y jurídicas que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a las disposiciones de la presente Ley.

DECIMO PRIMERA.- Las compensaciones por racionamiento de energía previstas en el artículo 57o. de la presente Ley, regirán a partir del 01 de julio de 1994.

DECIMO SEGUNDA.- El Poder Ejecutivo expedirá el Reglamento de la presente Ley, dentro de los noventa (90) días calendarios siguientes a la fecha de su promulgación.

DECIMO TERCERA.- Las empresas concesionarias de distribución de Servicio Público de Electricidad de propiedad del Estado, continuarán afectas a lo dispuesto por el artículo 1o. del Decreto Ley No. 25546, hasta la transferencia al sector privado del total o de una parte de sus acciones (*)

(*) Derogado no expresamente por el Art. 3 Inc.c.,j; 2 de la Ley N° 25988, Pub. el 24.12.92

DISPOSICION FINAL

Deróguese el Decreto Supremo No. 009-92-EM - Texto Unificado de la Ley General de Electricidad, la Ley No. 23406 sus ampliatorias y modificatorias, el Decreto Legislativo No. 597, la Ley No. 25304, el Decreto Legislativo No. 649, el Decreto Legislativo No. 693, el Decreto Ley No. 25651 y demás dispositivos legales que se opongan a la presente Ley.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los seis días del mes de noviembre de mil novecientos noventa y dos

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI,

<p>Presidente Constitucional de la República</p> <p>OSCAR DE LA PUENTE RAYGADA, Presidente del Consejo de Ministros y Ministro de Relaciones Exteriores</p> <p>VICTOR MALCA VILLANUEVA Ministro de Defensa</p> <p>CARLOS BOLOÑA BEHR, Ministro de Economía y Finanzas.</p> <p>JUAN BRIONES DAVILA, Ministro del Interior</p> <p>FERNANDO VEGA SANTA GADEA, Ministro de Justicia</p> <p>VICTOR PAREDES GUERRA, Ministro de Salud</p> <p>ABSALON VASQUEZ VILLANUEVA Ministro de Agricultura</p> <p>JORGE CAMET DICKMANN Ministro de Industria, Comercio Interior, Turismo e Integración</p> <p>DANIEL HOKAMA TOKASHIKI Ministro de Energía y Minas</p> <p>AUGUSTO ANTONIOLI VASQUEZ Ministro de Trabajo y Promoción Social</p>	<p>ALFREDO ROSS ANTEZANA Ministro de Transportes, Comunicaciones, Vivienda y Construcción</p> <p>JAIME SOBERO TAIRA Ministro de Pesquería</p> <p>ALBERTO VARRILAS MONTENEGRO Ministro de Educación</p> <p>MAXIMO MANUEL VARA OCHOA Ministro de la Presidencia</p> <p>POR TANTO:</p> <p>Mando se publique y cumpla.</p> <p>Lima, 6 de noviembre de 1992</p> <p>ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI, Presidente Constitucional de la República</p> <p>OSCAR DE LA PUENTE RAYGADA, Presidente del Consejo de Ministros y Ministro de Relaciones Exteriores</p> <p>CARLOS BOLOÑA BEHR, Ministro de Economía y Finanzas</p>
--	--

Fuente: Diario El Peruano 6 de Noviembre de 1992

ANEXO N° 5: EFECTOS DE LA DISMINUCIÓN DEL CAUDAL DE AGUA EN EL FACTOR DE PLANTA DE UNA CENTRAL MINI-HIDROELÉCTRICA.

El Perú es un país vulnerable al Cambio Climático, a pesar de tener una participación poco significativa en la emisión de CO₂. Se espera que en los próximos años haya una disminución máxima de 30% del caudal de agua para la generación de energía según un estudio elaborado por el Consorcio de Investigación Económica y Social (Políticas Frente al Cambio Climático; Ignacio Cancino, Armando Mendoza y Julio C. Postigo; páginas 17 y 18). ¿Qué efectos tiene esta disminución del caudal en la generación eléctrica de una Central Mini-Hidroeléctrica?

Para responder a esta pregunta es necesario tener en cuenta tres conceptos importantes:

- **Potencia Instalada:** Es la capacidad de energía que puede generar y entregar una central eléctrica en condiciones normales- Corresponde a la potencia nominal instalada en los equipos generadores, esta potencia es específica de cada equipo.

- **Potencia Efectiva Generada:** Indica la capacidad real de energía que las centrales pueden entregar en forma continua al mercado eléctrico. Esta depende no solo de la capacidad de las turbinas y la ubicación de la central, sino del caudal de agua que es variable en el tiempo y la longitud de la caída neta.

- **Factor de planta:** Es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales de los equipos.

Por lo expuesto, el factor de planta de una central mini-hidroeléctrica depende fundamentalmente del caudal del río que es el reflejo de su régimen hidrológico.

Tomando en cuenta las siguientes fórmulas podremos notar que la potencia generada es directamente proporcional al caudal. Como el factor de planta es directamente proporcional a la potencia generada, entonces también será directamente proporcional al caudal de agua.

$$(\text{Energía generada}) EG = (H_n * 9.8 \text{ m/s}^2 * r * h) * Q * t \rightarrow EG = (K1) * Q * t$$

El cambio climático solo afectará al caudal, los otros factores permanecerán constantes.

H = altura o caída bruta (m)

H_n = altura o caída neta (m) = H – pérdidas de caída.

Q = caudal (m^3/s)

r = densidad del agua (Kg/m^3)

h = eficiencia del turbogruppo

$m * m/s^2 * m^3/s * Kg/m^3 \rightarrow Kg * m^2/s^3 \rightarrow Kg * m/s^2 * m/s$

($Kg * m/s^2$): F = Fuerza \rightarrow (m/s): V = Velocidad

T = Tiempo (anual)

K_1, K_2, K_3 = constante, número positivo

(Energía Máxima posible de Generar) $EMG = \text{Potencia Instalada} * t \rightarrow EG = (K_2)*Q*t$

El cambio climático no afectará los equipos ni la capacidad máxima de energía que puede entregar dicha central. Por lo tanto la potencia instalada también permanecerá constante.

Factor de Planta = Energía Generada / Energía Máxima posible de Generar

Reemplazando, Factor de Planta = K_1*Q*t/K_2*t

Como K_1 y K_2 son positivos $\rightarrow K_3$ también es positivo.

Factor de Planta = K_3*Q

Así tenemos que una disminución del 30% del caudal de agua reduce el factor de planta en la misma proporción aproximadamente (relación directamente proporcional). Como hemos considerado un factor de planta de 0.6 sin tomar en cuenta los efectos del Cambio Climático, la disminución del caudal de agua en los próximos años hará que el factor de planta caiga a 0.42. Tomando en cuenta este nuevo factor de planta hemos obtenido los siguientes resultados.

Escenario Bajo de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 61
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO (\$/MWh)

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.030	0.190	0.426	0.648	0.813	0.964	0.998	1.042	1.136
Eólica		0.043	0.262	0.576	0.868	1.079	1.269	1.310	1.367	1.485
Solar		0.133	0.775	1.632	2.387	2.901	3.332	3.419	3.556	3.825
Mini-Hidro		0.027	0.172	0.389	0.597	0.752	0.895	0.927	0.969	1.059
Geotérmica		0.023	0.143	0.323	0.492	0.618	0.733	0.758	0.792	0.863

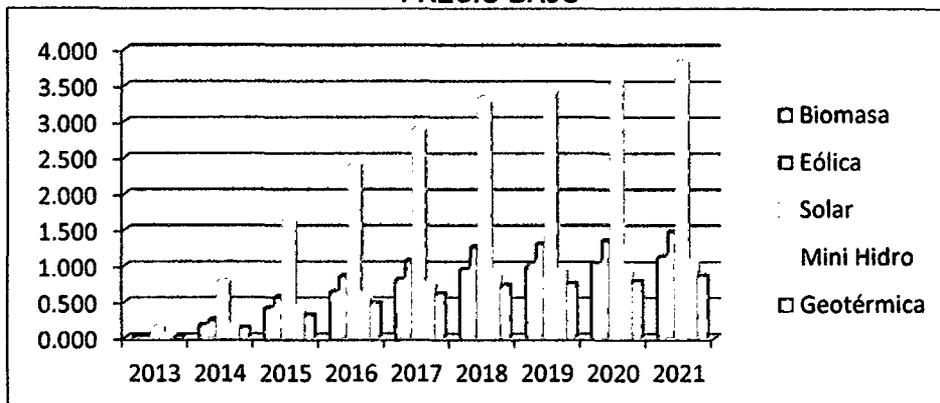
Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.029	0.179	0.395	0.590	0.726	0.843	0.855	0.875	0.954
Eólica		0.041	0.252	0.546	0.810	0.993	1.149	1.169	1.201	1.305
Solar		0.132	0.764	1.602	2.329	2.815	3.212	3.278	3.390	3.644
Mini-Hidro		0.026	0.162	0.359	0.539	0.665	0.775	0.786	0.804	0.878
Geotérmica		0.021	0.133	0.294	0.438	0.537	0.621	0.627	0.639	0.696

Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.027	0.165	0.350	0.514	0.621	0.708	0.704	0.706	0.769
Eólica		0.040	0.237	0.501	0.734	0.888	1.015	1.019	1.034	1.121
Solar		0.131	0.750	1.557	2.253	2.710	3.077	3.128	3.222	3.461
Mini-Hidro		0.024	0.147	0.314	0.463	0.561	0.641	0.636	0.636	0.695
Geotérmica		0.020	0.119	0.251	0.365	0.437	0.492	0.484	0.478	0.521

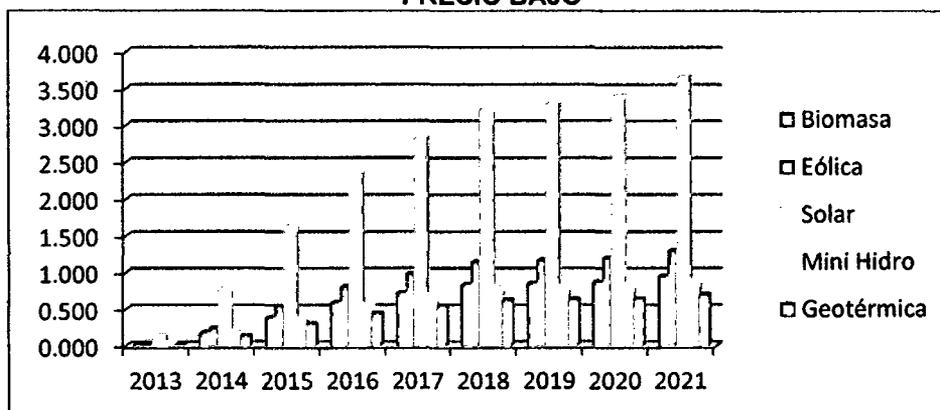
Elaboración Propia.

Los resultados obtenidos con las 5 tecnologías del escenario bajo de demanda faltante RER, teniendo en cuenta un factor de planta de 0.42 para las mini-hidroeléctricas, siguen mostrando que en nuestro horizonte de evaluación hay un menor incremento de los costes anuales del sistema eléctrico (para cubrir la inversión neta) utilizando las centrales mini-hidroeléctricas. Cada adjudicación entrega anualmente la energía RER requerida hasta que el contrato haya finalizado. En el año 2013 entra en operación la primera adjudicación, en el año 2014 seguirá operando y entrara en operación la segunda adjudicación, así sucesivamente. Por ello cada año se incrementa el costo promedio en el sistema eléctrico para poder cubrir la inversión neta respectiva.

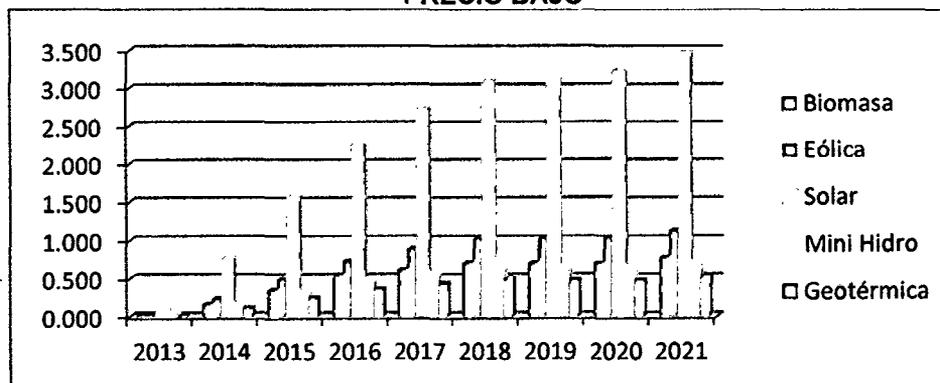
**GRÁFICO DE BARRA N° 23
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO**



**AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO**



**AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO**



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, observamos un mayor incremento del costo promedio del sistema eléctrico peruano utilizando la tecnología Solar. La Central Mini-Hidroeléctrica sigue

presentando los menores incrementos del costo promedio del sistema eléctrico, a pesar de tomar un factor de planta de 0.42. La Biomasa tiene menores incrementos del costo promedio en comparación con la Eólica, debido a su factor de planta y a sus mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de bonos de carbono. La Eólica se presenta como buena alternativa en el futuro.

Escenario Medio de Demanda RER (GWh).

CUADRO N° 62
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO (\$/MWh)

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.069	0.260	0.521	0.760	0.934	1.092	1.130	1.189	1.282
Eólica		0.102	0.373	0.732	1.055	1.286	1.490	1.539	1.612	1.726
Solar		0.346	1.204	2.265	3.174	3.785	4.295	4.409	4.570	4.803
Mini-Hidro		0.060	0.230	0.465	0.684	0.845	0.993	1.029	1.086	1.176
Geotérmica		0.052	0.196	0.394	0.575	0.707	0.827	0.856	0.901	0.972

Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.067	0.246	0.484	0.693	0.835	0.957	0.972	1.002	1.080
Eólica		0.099	0.359	0.696	0.989	1.188	1.357	1.382	1.427	1.525
Solar		0.344	1.190	2.229	3.107	3.687	4.162	4.253	4.385	4.602
Mini-Hidro		0.058	0.216	0.429	0.618	0.748	0.860	0.873	0.901	0.975
Geotérmica		0.049	0.182	0.360	0.513	0.616	0.704	0.711	0.730	0.787

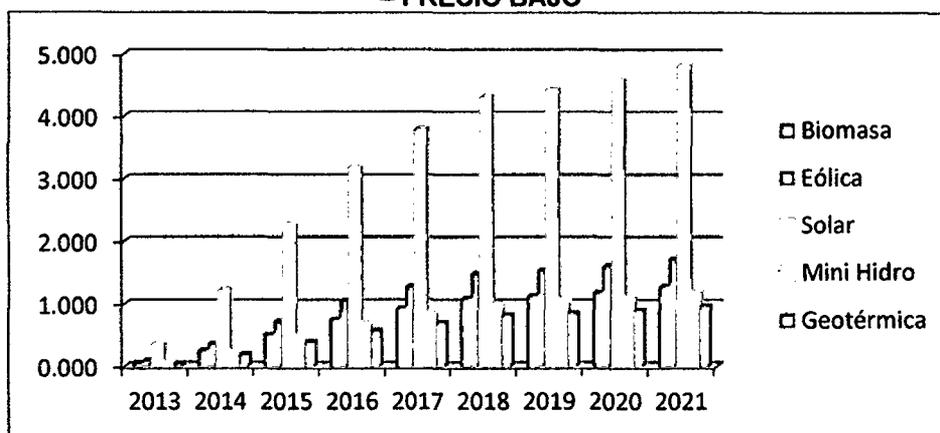
Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.063	0.226	0.430	0.605	0.717	0.808	0.804	0.813	0.875
Eólica		0.096	0.339	0.642	0.902	1.071	1.208	1.216	1.239	1.322
Solar		0.341	1.170	2.175	3.020	3.570	4.013	4.086	4.197	4.399
Mini-Hidro		0.054	0.196	0.375	0.531	0.631	0.711	0.706	0.713	0.771
Geotérmica		0.046	0.163	0.307	0.429	0.504	0.561	0.552	0.550	0.592

Elaboración Propia.

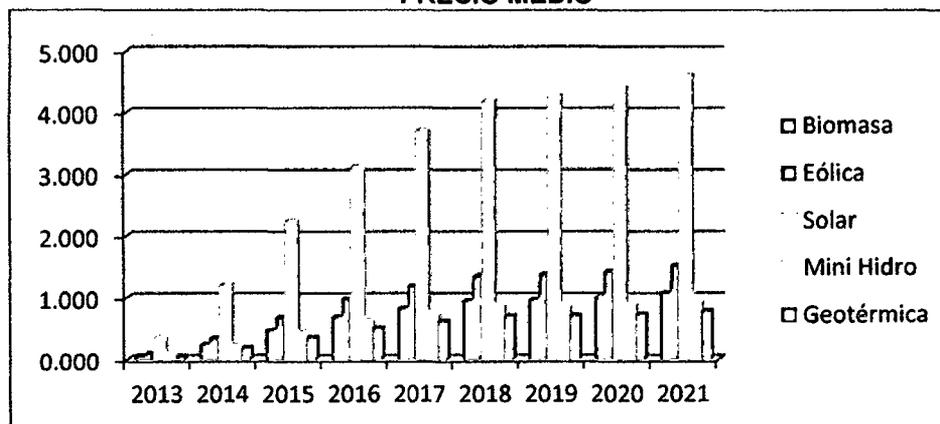
Los resultados obtenidos con las 5 tecnologías del escenario medio de demanda faltante RER, teniendo en cuenta un factor de planta de 0.42 para las mini-hidroeléctricas, siguen mostrando que en nuestro horizonte de evaluación hay un menor incremento de los costes anuales del sistema eléctrico (para cubrir la inversión neta) utilizando las centrales mini-hidroeléctricas. Cada adjudicación entrega anualmente la energía RER requerida hasta que el contrato haya finalizado. En el año 2013 entra en operación la primera adjudicación, en el año 2014 seguirá operando y entrara en operación la segunda adjudicación, así

sucesivamente. Por ello cada año se incrementa el costo promedio en el sistema eléctrico para poder cubrir la inversión neta respectiva.

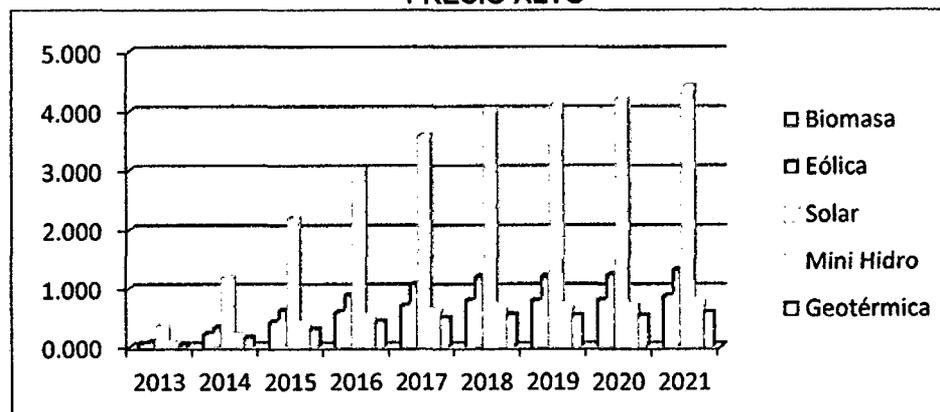
GRÁFICO DE BARRA N°24
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO



AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO MEDIO



AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO ALTO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, observamos un mayor incremento del costo promedio del sistema eléctrico peruano utilizando la tecnología Solar, debido a sus altos costos en instalación y su bajo factor de planta. La Central Mini-Hidroeléctrica sigue presentando los menores incrementos del costo promedio del sistema eléctrico peruano, a pesar de tomar un factor de planta de 0.42. La Biomasa tiene menores incrementos del costo promedio en comparación con la Eólica, debido a su factor de planta y a sus ingresos indirectos por la venta de bonos de carbono. La Eólica se presenta como una alternativa a futuro.

Escenario Alto de Demanda RER (GWh).

**CUADRO N° 63
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO (\$/MWh)**

Cme Social	Precio Bajo de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.123	0.330	0.593	0.829	1.006	1.166	1.217	1.284	1.390
Eólica		0.182	0.475	0.836	1.155	1.389	1.595	1.659	1.742	1.870
Solar		0.619	1.543	2.605	3.497	4.112	4.621	4.768	4.945	5.200
Mini-Hidro		0.107	0.291	0.529	0.746	0.910	1.060	1.108	1.172	1.275
Geotérmica		0.092	0.248	0.448	0.628	0.762	0.883	0.922	0.973	1.054

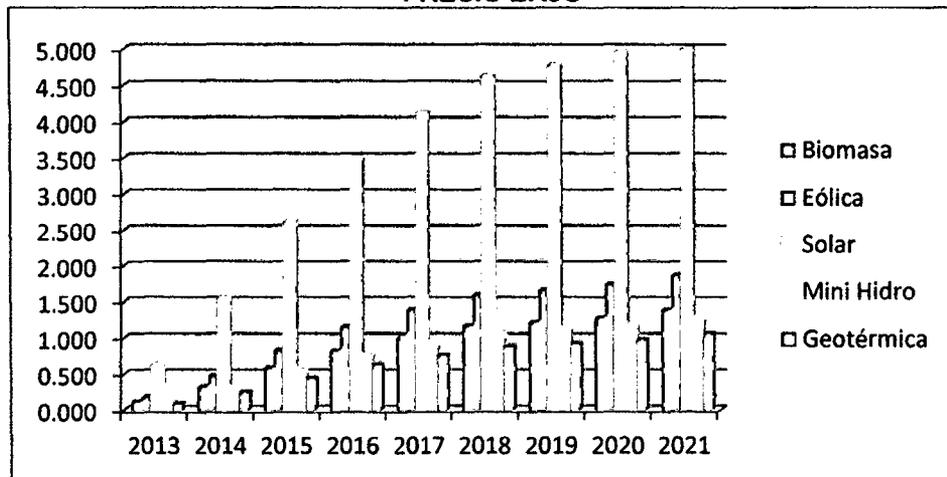
Cme Social	Precio Medio de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.119	0.312	0.551	0.756	0.901	1.023	1.046	1.082	1.170
Eólica		0.178	0.457	0.795	1.083	1.284	1.453	1.490	1.542	1.653
Solar		0.615	1.525	2.564	3.425	4.007	4.479	4.599	4.745	4.982
Mini-Hidro		0.103	0.273	0.487	0.673	0.805	0.918	0.939	0.972	1.057
Geotérmica		0.088	0.232	0.409	0.560	0.665	0.752	0.766	0.788	0.853

Cme Social	Precio Alto de Gas Natural, Petróleo y Bonos de Carbono									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biomasa		0.113	0.287	0.489	0.661	0.774	0.863	0.866	0.878	0.948
Eólica		0.172	0.433	0.734	0.988	1.158	1.294	1.311	1.339	1.432
Solar		0.609	1.500	2.503	3.330	3.881	4.319	4.420	4.542	4.762
Mini-Hidro		0.097	0.248	0.426	0.579	0.679	0.759	0.760	0.769	0.836
Geotérmica		0.082	0.208	0.350	0.469	0.543	0.599	0.594	0.594	0.642

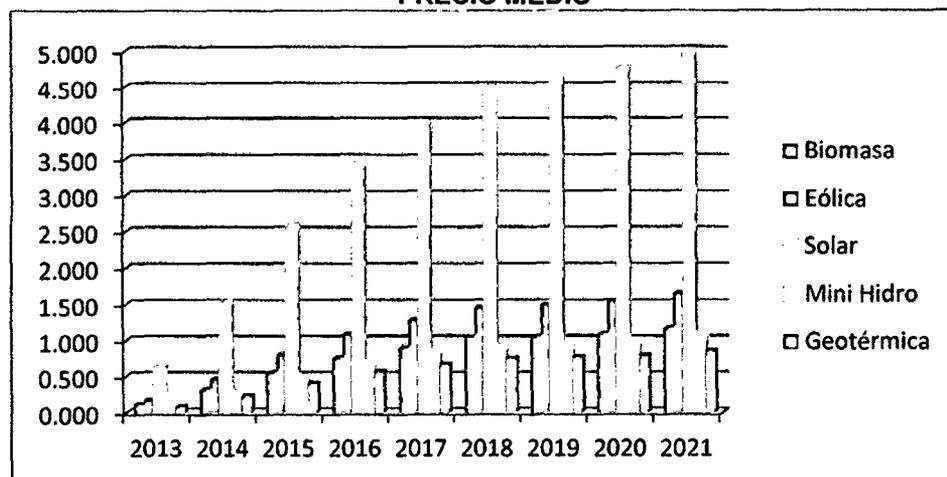
Elaboración Propia.

Los resultados obtenidos con las 5 tecnologías del escenario alto de demanda faltante RER, teniendo en cuenta un factor de planta de 0.42 para las mini-hidroeléctricas, siguen mostrando que en nuestro horizonte de evaluación hay un menor incremento de los costes anuales del sistema eléctrico (para cubrir la inversión neta) utilizando las centrales mini-hidroeléctricas. Cada adjudicación entrega anualmente la energía RER requerida hasta que el contrato haya finalizado. En el año 2013 entra en operación la primera adjudicación, en el año 2014 seguirá operando y entrara en operación la segunda adjudicación, así sucesivamente. Por ello cada año se incrementa el costo promedio en el sistema eléctrico para poder cubrir la inversión neta respectiva.

GRÁFICO DE BARRA N° 25
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO

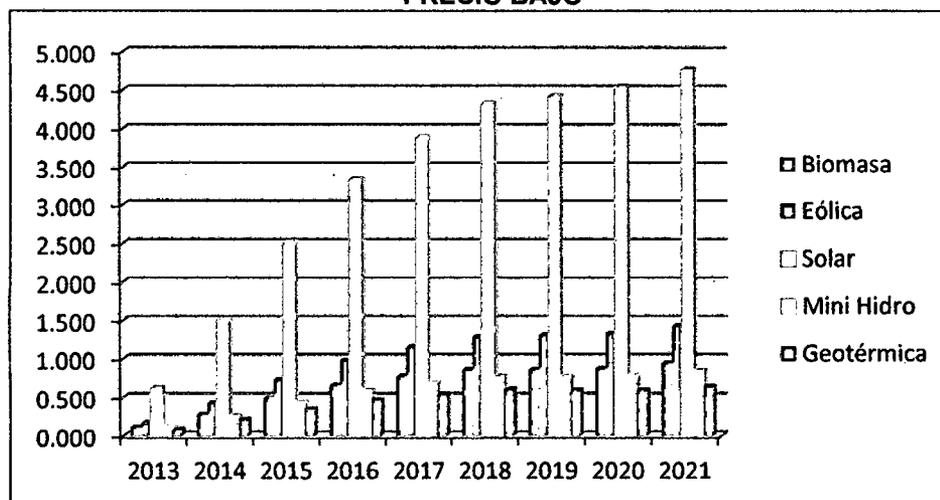


AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO MEDIO



Elaboración Propia.

GRÁFICO DE BARRA N° 25 (CONTINUACIÓN)
AUMENTO DEL COSTOS PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO (\$/MWh)
- PRECIO BAJO



Elaboración Propia.

Tomando en cuenta las 3 proyecciones de precios (bajo, medio y alto) de Bonos de Carbono, Gas Natural y Petróleo, observamos un mayor incremento del costo promedio del sistema eléctrico peruano utilizando la tecnología Solar, debido a sus altos costos en instalación y su bajo factor de planta. La Central Mini-Hidroeléctrica sigue presentando los menores incrementos del costo promedio del sistema eléctrico peruano, a pesar de tomar un factor de planta de 0.42. La Biomasa tiene menores incrementos del costo promedio en comparación con la Eólica, debido a su factor de planta y a los mayores ingresos indirectos provenientes de la venta de bonos de carbono. La Eólica se presenta como una alternativa para ser considerada en el futuro.

Los resultados obtenidos en este análisis muestran que la generación con Centrales Mini-Hidroeléctricas siguen siendo la mejor alternativa RER para cubrir la Demanda de Energía Renovable, en todos los escenarios analizados. Entonces ¿Cuánto debería ser la disminución del caudal para que la Biomasa (segunda prioridad como mejor alternativa RER) pueda competir con la Mini-Hidroeléctrica? Para ello podemos utilizar una herramienta en el Excel llamada "Buscar Objetivo". Como queremos que el aumento del costo promedio del sistema eléctrico sea igual para la Biomasa y las Mini-Hidroeléctricas, definimos la celda

en Excel donde se encuentra dicho aumento de costo promedio de las Mini-Hidroeléctricas. Esta celda la fijamos con el valor del aumento de costo promedio de la Biomasa. Como queremos hallar el factor de planta de la Mini-Hidroeléctrica que permita obtener dicho valor fijado, debemos la cambiar la celda en Excel donde se encuentre este factor de planta de la mini-hidroeléctrica.

	W	X	Y	Z	AA	AB	AC
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							

Tecnología	Costo Inversión millones \$/MW	Factor de Planta	Costo Variable (miles\$/GWh)
Mini-Hidro	1.9	0.367752551	2
Eólica	2.2	0.3	2
Solar	6	0.25	2
Biomasa	2	0.85	45
Geotérmica	3.5	0.9	5

Buscar objetivo	
Definir la celda:	Tarifa!\$F\$85
Con el valor:	0.27
Para cambiar la celda:	\$Y\$13
<input type="button" value="Aceptar"/> <input type="button" value="Cancelar"/>	

Tomando en cuenta los datos de nuestro análisis hemos obtenido un factor de planta de 0.3678 para las mini-hidroeléctricas. Para hallar la disminución en porcentaje con respecto al factor de planta anterior tenemos que restar 0.6 menos 0.3678 y dividir dicho resultado entre 0.6. El resultado obtenido muestra una disminución de 38.71% del factor de planta. Como hay una relación directamente proporcional con el caudal, ya podemos contestar la pregunta planteada anteriormente. La disminución en el caudal de agua debería ser de 38.71% para que la Biomasa compita con Mini-hidroeléctrica en los próximos años tomando en cuenta los datos de nuestro modelo de evaluación económica de implementación de energías renovables para el sector eléctrico peruano.

Si el mismo procedimiento utilizamos con la tercera y cuarta mejor alternativa RER tenemos que la disminución en el caudal de agua tendría que ser de 53.74% para que la Eólica compita con la Mini-hidroeléctrica en los próximos años y para que la Solar compita con la Mini-hidroeléctrica la disminución en el caudal de agua tendría que ser de 79.42% tomando en cuenta nuestro modelo de evaluación económica de implementación RER.

BIBLIOGRAFÍA.

AGENCIA DE NOTICIAS INTER PRESS SERVICE, SEÑALES DE HUMO AL PROTOCOLO DE KYOTO (PACTO DE CARBÓN) POR ANTOANETA BEZLOVA.

<http://ipsnoticias.net/nota.asp?idnews=36403>

ANÁLISIS ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA. Alberto Antorán Ponce.

<http://www.usc.es/congresos/xix-eeep/descargas/papers/5C2.pdf>

BANCO MUNDIAL, EMISIONES DE CO2 PER CAPITA 2008, PERÚ.

http://www.google.es/publicdata/explore?ds=d5bncppiof8f9_&ctype=l&met_y=en_atm_co2e_pc&hl=es&dl=es#!ctype=c&strail=false&bcs=d&nselem=s&met_y=en_atm_co2e_pc&scale_y=lin&ind_y=false&idim=country:PER&ifdim=country&pit=1213167600000&hl=es&dl=es&ind=false

BBC MUNDO, LAS CLAVES DE KYOTO, ¿POR QUÉ EEUU SE RETIRÓ DEL ACUERDO?

http://news.bbc.co.uk/hi/spanish/specials/2005/kioto/newsid_4234000/4234085.stm#xq4

CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES (CER), ENERGÍA HIDROELÉCTRICA, MINI-HIDRAÚLICAS.

http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_hidroelectrica.pdf

CEPLAN-DIRECCIÓN NACIONAL DE PROSPECTIVA Y ESTUDIOS ESTRATÉGICOS, PLAN PERÚ 2021, JUSTIFICACIÓN DE LAS METAS MACROECONÓMICAS DE LARGO PLAZO.

<http://www.ceplan.gob.pe/documents/10157/7f61f085-fa85-4f71-9757-b3c190032247>

CEPLAN, PROYECCIONES DE LA MATRIZ ENERGÉTICAS AL LARGO PLAZO, CAPÍTULO 6: RESULTADOS DE ESCENARIOS TENDENCIALES DEL 2011 AL 2016.

<http://www.ceplan.gob.pe/documents/10157/2dff85bd-75c4-4122-af3c-8cec50936fef>

COES-SINAC, RESUMEN ESTADÍSTICO ANUAL DEL SEIN 2011

http://www.coes.org.pe/dataweb3/2012/web/avisos/banner/estadist_anual_2011.pdf

COMUNIDAD ECONÓMICA EN RED, COSTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO PARA EL PERÚ.

<http://blog.pucp.edu.pe/item/61364/costos-del-cambio-climatico-para-el-peru>

CONEXIÓN ESAN.COM, SEGUNDA SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES: CURIOSIDADES Y CONCLUSIONES.

<http://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2012/02/06/segunda-subasta-de-energias-renovables-curiosidades-y-conclusiones/>

DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES

<http://www.congreso.gob.pe/ntley/imagenes/DecretosLegislativos/01002.pdf>

ESAN, CONSULTORÍA PARA DETERMINAR LA COMPLEJIDAD Y PROSPECTIVA DEL GAS NATURAL, CAPÍTULO 4: PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS AL AÑO 2030.

<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFGN/InformeFinalOsinergmin.pdf>

FONDO NACIONAL DEL AMBIENTE – PERÚ (FONAM), CAMBIO CLIMÁTICO Y EFECTO INVERNADERO, ¿QUÉ ES EL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)?

<http://www.fonamperu.org/general/mdl/que.php>

IBERDROLA RENOVABLES, ENERGÍAS RENOVABLES PARA TODOS.

https://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/cli_renovables_todos.pdf

INEI, INFORMACIÓN ECONÓMICA, SECTOR REAL DE PRODUCCIÓN, SECTOR ELECTRICIDAD Y AGUA, GENERACIÓN TOTAL. CUENTAS NACIONALES ANUALES, PBI.

<http://www.inei.gob.pe/web/aplicaciones/siemweb/index.asp?id=003>

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDEA), EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y PROSPECTIVA DE COSTES DE ENERGÍAS RENOVABLES, ESTUDIO TÉCNICO.

http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDEA), PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES (PER) 2011-2020, MADRID 2011, ESPAÑA.

http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf

LA CURVA DE APRENDIZAJE POR TIPO DE TECNOLOGÍA DE CADA TIPO DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA CUMPLIMIENTO OBJETIVOS UNION EUROPEA 2020.

<http://www.erasolar.es/pdfs/appa/Propuesta%20extension%20costes%20Renovable.pdf>

LEY DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE ERNC EXISTENTES E INCLUIDAS EN LA NUEVA LEY.

<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/renewables/tecnologiasernc.html>

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MINEM), ANUARIO ESTADÍSTICO ELECTRICIDAD.

<http://www.minem.gob.pe/publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=405>

MINEM, ESTUDIO DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES EN LA REPÚBLICA DEL PERÚ (INFORME FINAL, RESUMEN EJECUTIVO).

http://dger.minem.gob.pe/archivos/PlanMaestro_ER_Resumen.pdf

MINEM, PUBLICACIONES, “NUEVA MATRIZ ENERGÉTICA SOSTENIBLE Y EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA, COMO INSTRUMENTOS DE PLANIFICACIÓN”.

<http://www.minem.gob.pe/publicacionesSector.php?idSector=12>

MERCADO ELÉCTRICO CHILENO Y ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/renewables/evaluacion.html>

OSINERG, DATA ROOM DE SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES, SISTEMA DE INFORMACIÓN Y RESULTADOS DE SUBASTA DE ENERGÍA RENOVABLE.

<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/ResultadoSubastas.html>

OSINERGMIN, FUNDAMENTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO PARTE I: FUNDAMENTOS TÉCNICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO.

http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/Fundamentos%20Tecnicos%20y%20Economicos%20del%20Sector%20Electrico%20Peruano.pdf

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE, ESCUELA DE INGENIERÍA, DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, INFORME FINAL: ESTUDIO DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ERNC.

<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/tecnologias/Mercados%20Electricos%20-%20Investigacion%20ERNC%20-%20Informe%20Final.pdf>

SCOTIABANK PERÚ, OPORTUNIDADES FINANCIERAS EN EL MERCADO DE BONOS DE CARBONO.

http://cd4cdm.org/Latin%20America/Latin%20American%20Forum/OportunidadesFinacierasMercadoCarbono_Campodonico.pdf

UNIVERSIDAD PÚBLICA DE NAVARRA, ECONOMÍAS DE ALCANCE, DIVERSIFICACIÓN Y ESCALA EN EL SECTOR ELÉCTRICO: UNA APROXIMACIÓN FRONTERA NO PARAMÉTRICA.

<http://www.alde.es/encuentros/anteriores/viiiieea/trabajos/a/pdf/arocena1.pdf>