

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



CRITERIOS DE FORMULACIÓN DE PROPUESTAS DE PRECIOS BASADOS EN TECNOLOGÍA BIOMASA PARA PARTICIPAR EN LA SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
IVÁN ROJAS RAMÍREZ**

**PROMOCIÓN
2008-I**

**LIMA-PERÚ
2012**

**CRITERIOS DE FORMULACIÓN DE PROPUESTAS DE
PRECIOS BASADOS EN TECNOLOGÍA BIOMASA PARA
PARTICIPAR EN LA SUBASTA DE SUMINISTRO DE
ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS
RENOVABLES**

A mis padres y hermanos por la educación adquirida, a mis amigos por el apoyo incondicional

SUMARIO

El presente trabajo recopila información de documentos, leyes, normas y procedimientos relacionados con el fomento de inversión de generación de electricidad con recursos energéticos renovables (RER en el resto del documento), también acopia información de seminarios, conferencias, revistas, trabajos de investigación relacionadas con métodos de estructura de costos de proyectos de generación de energía con tecnología biomasa, así como la experiencia personal en estos temas y la valorización de las transferencias que se efectúa en el COES.

La finalidad del presentar el trabajo efectuado es dotar a la empresa Agro Industrial Lima Norte de información adecuada para que participe efectivamente en la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables promocionado por el Estado Peruano.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
MARCO SITUACIONAL	2
1.1 Antecedentes históricos	2
1.2 Situación actual	3
1.3 Características de las energías que participan en una subasta RER.....	5
1.3.1 Energía de la biomasa.....	5
1.3.2 Energía eólica.....	7
1.3.3 Energía Solar.....	8
1.3.4 Energía geotérmica	10
1.3.5 Energía de pequeñas hidroeléctricas	11
1.4 Evolución histórica de las centrales RER	13
1.5 Plan de fomento de la energía renovable	14
1.6 Plan de energías renovables en Perú.....	14
CAPÍTULO II	
ASPECTOS NORMATIVOS, REGULATORIOS Y ECONÓMICOS	16
2.1 Marco normativo y regulatorio de las centrales de generación eléctrica RER	16
2.1.1 Normas relacionadas con la promoción de las energías renovables.....	16
2.1.2 Procedimientos operativos.....	17
2.1.3 Procedimientos regulatorios.....	18
2.2 Proceso de subasta, bases, requisitos e incentivos.....	18
2.2.1 Mecanismo de retribución de energía eléctrica producida por una central RER... 18	
2.2.2 Tarifas, primas e incentivos para instalaciones que utilizan RER.....	20
CAPÍTULO III	
CENTRALES TÉRMICAS QUE EMPLEAN TECNOLOGÍA BIOMASA	29
3.1 Aspectos generales.....	29
3.2 Características técnicas	29
3.2.1 Conversión térmica.....	30
3.2.2 Conversión química.....	30
3.2.3 Conversión bioquímica.....	30

CAPÍTULO IV

CRITERIOS PARA PARTICIPAR EN LA SUBASTA	31
4.1 Tipo de central biomasa a utilizar para fijar precio de la energía eléctrica	31
4.2 Estructura de la inversión utilizando tecnología biomasa.....	32
4.3 Valoración de la inversión.....	33
4.3.1 Valor Actual Neto (VAN).....	33
4.3.2 Tasa de Rentabilidad Interna (TIR).....	34
4.4 Análisis de sensibilidad del proyecto	36
4.5 Elaboración de la propuesta económica	37
CONCLUSIONES	38
ANEXO A COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	40
ANEXO B EVALUACIÓN DE COMPRA DE ENERGÍA DEL CASO DE ESTUDIO	42
ANEXO C TABLAS DEL TIR, VAN E IR	43
BIBLIOGRAFÍA	72

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de ingeniería ha sido elaborado para identificar y describir las actividades a desarrollar por una empresa que desea participar en una subasta de electricidad con recursos energéticos renovables (RER).

En el primer capítulo se analiza los antecedentes históricos y la situación actual de la promoción de las energías renovables.

En el segundo capítulo se muestra los aspectos normativos, regulatorios y económicos de las centrales de generación eléctrica RER.

En el tercer capítulo se describe las características de las centrales de generación eléctricas que utilizan tecnología biomasa.

En el cuarto capítulo se desarrolla la parte principal del presente trabajo, los criterios de formulación de propuestas de precios basadas en tecnología biomasa para participar en la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables.

Finalmente, se desarrolla las conclusiones del trabajo donde se resume el análisis y la propuesta de precio.

Antecedentes

En conformidad con lo establecido en la ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica [3] y el decreto legislativo de la Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad [4] con el uso de Energías Renovables, la empresa Agro Industrial Lima Norte, desea incursionar en el subsector generación eléctrica, para ello realizara un estudio de costos variables de producción de energía eléctrica.

Objetivo

En ese sentido se requiere dotar a la empresa Agro Industrial Lima Norte de información adecuada para que participe efectivamente en la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables promocionado por el Estado Peruano.

Alcances

El presente trabajo de suficiencia profesional pretende identificar las variables que directa e indirectamente ocasiona la variación del precio de la energía eléctrica que desea fijar para participar en la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables.

CAPÍTULO I MARCO SITUACIONAL

Este capítulo está enfocado en exponer los antecedentes históricos, situación actual, características de las energías que participan en una subasta RER, la evolución histórica de las centrales RER, el plan de fomento de la energía renovable, y el plan de energías renovables en Perú.

1.1 Antecedentes históricos

Se denomina Energía Renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o por ser capaces de regenerarse por medios naturales.

En consideración a su grado de desarrollo tecnológico y a su nivel de penetración en la matriz energética de los países, las Energías Renovables se clasifican en Energías Renovables Convencionales y Energías Renovables No Convencionales.

Dentro de las primeras se considera a las grandes centrales hidroeléctricas; mientras que dentro de las segundas se ubica a las generadoras eólicas, solares fotovoltaicas, solares térmicas, geotérmicas, mareomotrices, de biomasa y las pequeñas hidroeléctricas.

El aprovechamiento de las fuentes de energía renovable por el hombre es muy antiguo. Desde muchos siglos antes de nuestra era, energías renovables como la solar, eólica e hidráulica eran aprovechadas por el hombre en sus actividades domésticas, agrícolas, artesanales y comerciales.

Esta situación prevaleció hasta la llegada de la Primera Revolución Industrial del Siglo XVIII, cuando las energías renovables debieron ceder su lugar a los recursos fósiles como el petróleo y el carbón, que en ese momento se ofrecían como fuentes energéticas abundantes y baratas.

La revolución industrial desencadenó también los cambios sociales y económicos que dieron lugar al posterior desarrollo de la gran industria hidroeléctrica considerada hoy como fuente energética renovable convencional.

El Perú ha sido tradicionalmente un país cuya generación eléctrica se ha sustentado en fuentes renovables. Esto significa que su desarrollo energético contribuye desde tiempo atrás a la reducción del efecto invernadero que hoy agobia al planeta, con un

desarrollo que se sustenta mayoritariamente en fuentes limpias de energía. Hasta el año 2002, la electricidad generada con centrales hidroeléctricas representó el 85% del total de energía generada en el país. Con la llegada del Gas de Camisea la participación de las hidroeléctricas disminuyó hasta llegar al 61% en el año 2008.

En la actualidad, cuando la disponibilidad de recursos fósiles juega un rol determinante en el suministro energético global y nacional, y cuando los factores medio ambientales aparecen entre las preocupaciones principales de la sociedad contemporánea, las Energías Renovables resurgen con éxito creciente en todas las latitudes del planeta, alentadas por los apremios del suministro energético y la presencia de marcos normativos favorables.

En este contexto, el Estado Peruano emitió el Decreto Legislativo 1002, de mayo de 2008, el cual promueve la inversión para la generación de electricidad con el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER, en adelante), tales como la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, la biomasa y las pequeñas hidroeléctricas con una capacidad instalada de hasta 20 000 kW

1.2 Situación actual

A febrero de 2011, son ocho las centrales de generación RER que vienen produciendo electricidad en el Sistema interconectado Nacional, siete de ellos ingresaron a operación comercial en abril de 2010 y el octavo en julio de 2010 (Figura 1.1): CH Caña Brava, CH Carhuaquero IV, CH La Joya, CH Roncador, CH Poechos 2, CH Santa Cruz I, CH Santa Cruz II, C. Biomasa Paramonga I. Los demás proyectos RER tienen previsto ingresar a operación comercial a más tardar el 31 de diciembre de 2012.

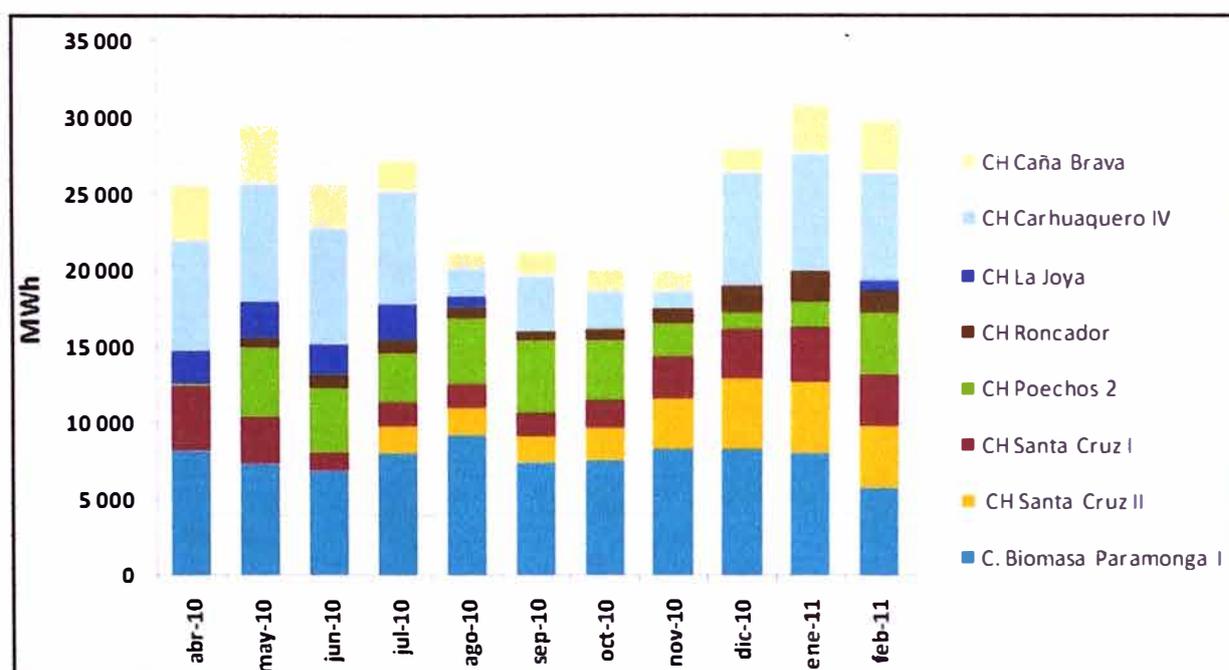


Figura 1.1 Producción mensual de centrales RER. (Fuente: OSINERGMIN, Abril 2011)

Entre los ocho generadores RER destaca la producción de electricidad de la central de generación con Biomasa (Bagazo de caña de azúcar) con aproximadamente el 30% de la producción de energía eléctrica con recursos energéticos renovables.

Las Figuras 1.2 (Fuente OSINERGMIN, 2011), 1.3 y 1.4 (Fuente COES Estadística anual 2011) ilustran: la participación de la producción mensual de las centrales RER, la distribución por tipo de recursos energético de la potencia efectiva 2011, y la distribución por tipo de recursos energético de la energía producida 2011, respectivamente.

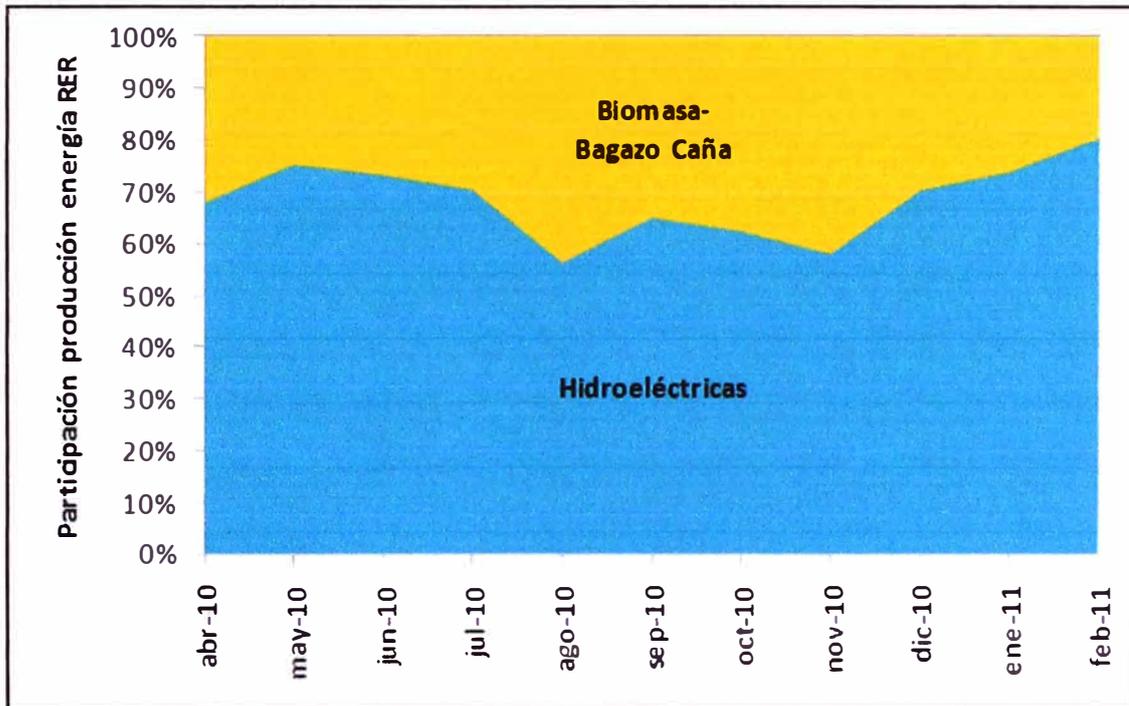


Figura 1.2 Participación de la producción mensual de las centrales RER [11]

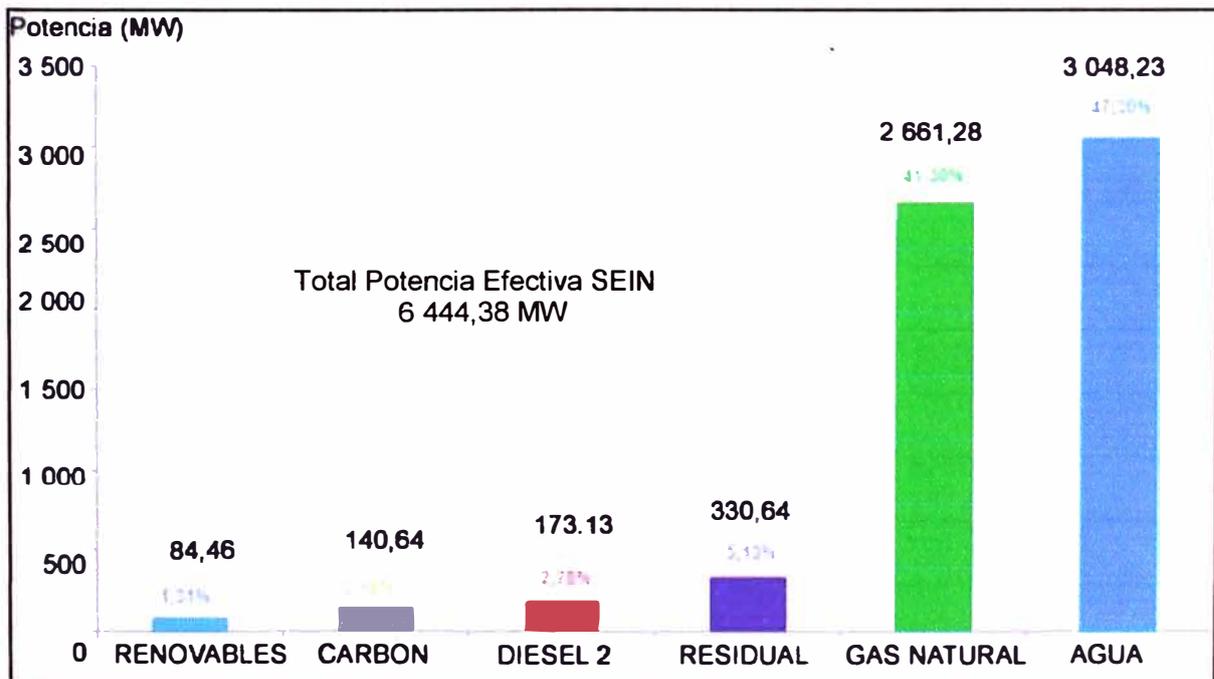


Figura 1.3 Distribución por tipo de recursos energético de la potencia efectiva 2011 [11]

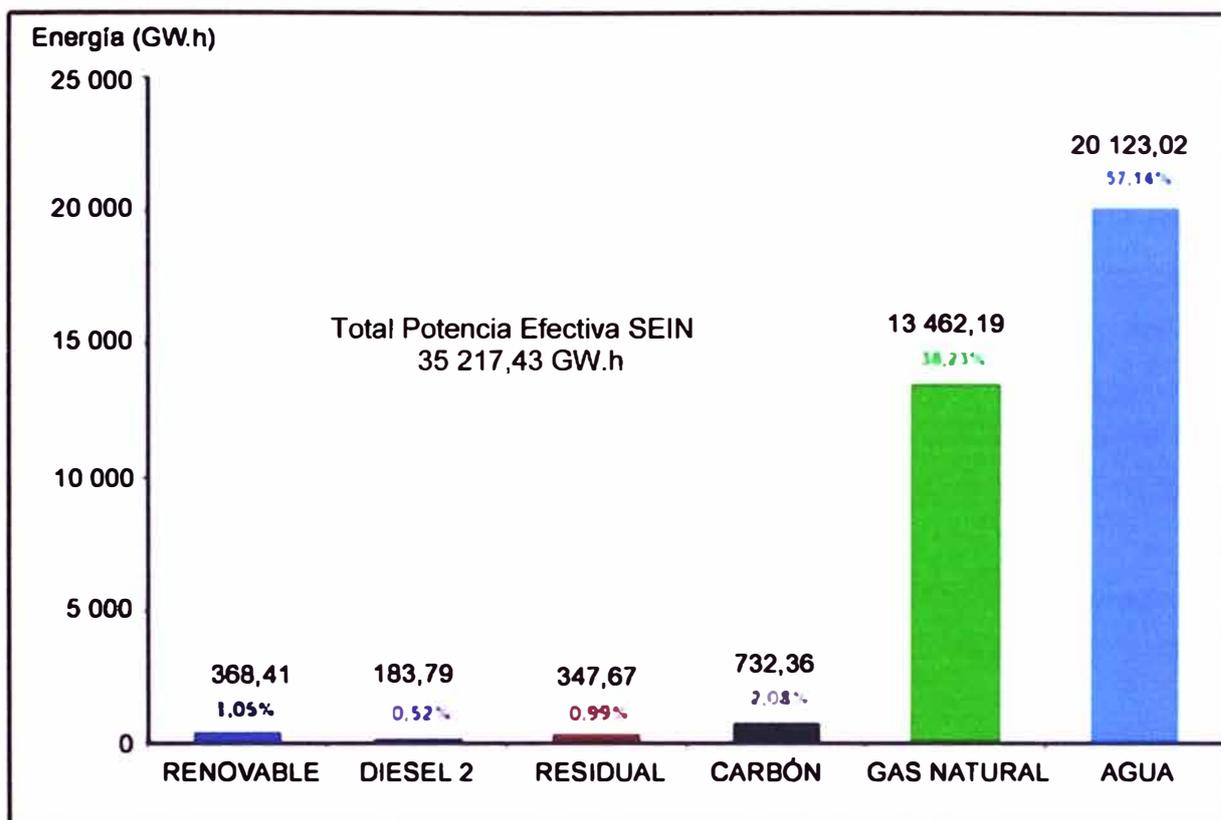


Figura 1.4 Distribución por tipo de recursos energético de la energía producida 2011

1.3 Características de las energías que participan en una subasta RER

En esta sección se explican las características de las diferentes energías que participan en una subasta de Recursos Energéticos Renovables: energía de la biomasa, energía eólica, energía solar, energía geotérmica, energía de pequeñas hidroeléctricas.

1.3.1 Energía de la biomasa

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono 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. La biomasa, mediante estos procesos, 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 la industria de la caña de azúcar, se ha establecido un potencial de generación de electricidad, también a partir del bagazo de caña, y la cascarilla de arroz.

En otras palabras, la biomasa se refiere a la madera, a las cosechas, a los residuos de la cosecha o a la basura del arbolado urbano que se quema para hacer girar las

turbinas y obtener electricidad. Biogás se le llama al metano que se puede extraer de estos residuos en un generador de gas o un digestor. El biogás se puede también extraer del abono animal y puede ser quemado para producir electricidad. Los combustibles de la biomasa y del biogás se pueden almacenar para producir energía.

La biomasa es potencialmente carbón neutro porque el dióxido de carbono que se emite cuando es quemado es igual a la cantidad que fue absorbida de la atmósfera mientras que la planta creció. Hay bastante biomasa para proporcionar un porcentaje significativo de la electricidad generada. Usar este combustible podría también reducir el consumo del combustible fósil y la contaminación atmosférica. Desafortunadamente, la mayoría de los residuos agrícolas se quema actualmente al aire libre en el Perú, sobre todo en el ande.

De ninguna manera se incluyen como biomasa los desechos sólidos, peligrosos, hospitalarios u otro tipo de basura que produzca contaminación atmosférica, como la quema de llantas.

También la energía de la biomasa se refiere a la proveniente de los animales y los microorganismos. Su origen final está en la energía solar, fijada por las plantas a través de la fotosíntesis, y almacenada en forma de energía bioquímica. Puede ser aprovechada por combustión o por conversión térmica.

A continuación se explican los aspectos más importantes sobre las energías relacionadas a la biomasa:

- Energía por combustión directa
- Energía por conversión térmica
- Energía por fermentación anaeróbica

a. Energía por combustión directa

La combustión directa es un proceso muy antiguo y se refiere a la combustión de la leña, los residuos forestales y los residuos orgánicos (bosta, celulosa y otros) para obtener calor, especialmente a nivel del hogar.

En las zonas rurales la leña juega un rol muy importante como energía para el hogar, o sea, para cocinar los alimentos. En la sierra, en la selva y en la costa norte es de crucial importancia, porque los pobladores tienen escaso acceso al gas y al kerosene.

En el Perú se consumen al año varios millones de toneladas de leña. En la sierra la leña ya es tan escasa que se recolectan los arbustos y plantas almohadilladas alto andinas como combustible, o se utiliza el excremento de los animales como combustible. En algunos casos también se utiliza el carbón de piedra.

b. Energía por conversión térmica

Se refiere esencialmente a la destilación de la madera en productos secundarios:

carbón de leña, alquitrán, alcohol metálico o metanol y gas pobre, entre otros. En el Perú se usan estos procesos sólo artesanalmente para la obtención de carbón de leña en la costa norte y en la Amazonía.

c. Energía por fermentación anaeróbica

Consiste en la producción de gas en cámaras cerradas mediante la fermentación de desechos orgánicos (excrementos, residuos orgánicos, etc.) sin la participación de oxígeno y con bacterias anaeróbicas. Las instalaciones cerradas se denominan digestores de biogás o biodigestores o plantas de biogás. El gas obtenido es una fuente económica para iluminación de viviendas, gas de cocina, calefacción, etc.

El Perú está en la fase inicial. Se calcula que el potencial nacional es equivalente a 22 millones de barriles de petróleo.

1.3.2 Energía eólica

Es la fuente de energía que está creciendo más rápidamente y, si los gobiernos del mundo le aseguran el apoyo necesario, podría cubrir en el 2020 el 12% de toda la electricidad mundial. La energía eólica requiere condiciones de intensidad y regularidad en el régimen de vientos para poder aprovecharlos. Se considera que vientos con velocidades promedio entre 5 y 12.5 metros por segundo son los aprovechables.

El viento contiene energía cinética (de las masas de aire en movimiento) que puede convertirse en energía mecánica o eléctrica por medio de aeroturbinas, las cuales están integradas por un arreglo de aspas, un generador y una torre, principalmente.

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, 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, por tanto, perteneciente o relativo al viento.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que desplazan áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales (gradiente de presión).

En la actualidad el rendimiento de las instalaciones eólicas se ha multiplicado por 3 en relación con la velocidad del viento. Para poder aprovechar al máximo la energía eólica, estos equipos se asientan sobre torres lo más altas posible. Las mayores instalaciones eólicas del momento tienen una potencia nominal situada entre los 4 000 y 6 000 kilovatios (kW). La altura total llega a alcanzar los 200 metros, con una altura de buje de aprox. 120 metros. Las palas del rotor alcanzan los 65 metros. Como modelos podemos presentar los casos de España y Alemania en generar energía eólica.

Según el ATLAS EÓLICO DEL PERÚ, este cuenta con un excelente recurso eólico. Destacan las costas del departamento de Piura, Lambayeque y algunas zonas de La

Libertad. También destacan los departamentos de Ancash, Lima y Arequipa, pero el departamento que más destaca es Ica. Existen dos proyectos de generación eléctrica utilizando energía eólica: estos son Talar, y Cupisnique, con una capacidad de 30 000 y 80 000 kW respectivamente.

En la tierra el movimiento de las masas de aire se debe principalmente a la diferencia de presiones existentes en distintos lugares de esta, moviéndose de alta a baja presión, este tipo de viento se llama viento geoestrófico.

Para la generación de energía eléctrica a partir de la energía del viento, interesa mucho más el origen de los vientos en zonas específicas del planeta, estos vientos son llamados vientos locales, entre estos están las brisas marinas que son debidas a la diferencia de temperatura entre el mar y la tierra, también están los llamados vientos de montaña que se producen por el calentamiento de las montañas y esto afecta en la densidad del aire y hace que el viento suba por la ladera de la montaña o baje por esta dependiendo si es de noche o de día.

La energía del viento o eólica ha sido utilizada desde hace mucho tiempo para mover barcos a vela, moler granos (molinos de viento) y bombear agua. A partir de 1930 se desarrollaron los rotores para generar electricidad. En la actualidad existen varios tipos de rotores para captar la energía del viento. Los principales son:

- Rotores circulares de paletas múltiples: instalados sobre una torre y adecuados para bombeo de agua y generación de electricidad.
- Rotores tipo rueda de bicicleta: circulares y con una faja para mover un generador.
- Rotores de tela o plástico: usan aletas de nylon o tela.
- Rotor de hojas variables o rotor de Darrieu: con hojas verticales (dos o tres) en forma ovalada.
- Rotor de hélice con generador acoplado: vienen montados en un conjunto completo para ser fijados en un poste o torre de fierro o en el techo de una casa. Los hay de diferente potencia.

1.3.3 Energía Solar

La energía solar que recibe el planeta es resultado de un proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el interior del sol. Esa radiación solar se puede transformar directamente en electricidad (solar eléctrica) o en calor (solar térmica). El calor, a su vez, puede ser utilizado para producir vapor y generar electricidad.

Cada año el sol arroja 4 mil veces más energía que la que consumimos, por lo que su potencial es prácticamente ilimitado. La energía solar es una fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía en la tierra. Cada año la radiación solar aporta a la tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que

consume la humanidad.

Mediante colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica.

Ambos procesos nada tienen que ver entre sí en cuanto a su tecnología. Asimismo, en las centrales térmicas solares se utiliza la energía térmica de los colectores solares para generar electricidad.

Se distinguen dos componentes en la 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 en la atmósfera, en las nubes, y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas direcciones. Sin embargo, tanto la radiación directa como la radiación difusa son aprovechables.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica. Así, se puede dar lugar a sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas relacionadas con el transporte -que en la actualidad suponen aproximadamente el 40% del total- y la dependencia energética.

La intensidad de energía disponible en un punto determinado de la tierra depende, del día del año, de la hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor.

La energía solar es el recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo el territorio Peruano. En la gran mayoría de localidades del Perú, la disponibilidad de la energía solar es bastante grande y bastante uniforme durante todo el año, comparado con otros países, lo que hace atractivo su uso. En términos generales, se dispone, en promedio anual, de 4-5 kWh/m²día en la costa y selva y de 5-6 kWh/m²día, aumentando de norte a sur. Esto implica que la energía solar incidente en pocos metros cuadrados es, en principio, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de una familia. El problema es transformar esta energía solar en energía útil y con un costo aceptable.

Por otro lado, con los paneles fotovoltaicos, o simplemente llamados "paneles solares", se puede transformar la energía solar directamente en electricidad. La fabricación de los paneles fotovoltaicos requiere alta tecnología y pocas fábricas en el mundo (en países desarrollados) lo hacen, pero su uso es sumamente simple y apropiado para la electrificación rural, teniendo como principal dificultad su (todavía) alto

costo.

1.3.4 Energía geotérmica

La energía geotérmica se obtiene aprovechando el calor que emana de la profundidad de la tierra. La energía geotérmica se produce cuando el vapor de los yacimientos es conducido por tuberías. Al centrifugarse se obtiene una mezcla de agua y vapor seco, el cual es utilizado para activar turbinas que generan electricidad.

En términos estrictos no es una energía renovable, pero se le considera como tal debido a que existe en tan grandes cantidades que el ser humano no verá su fin y con un mínimo de cuidados es una energía limpia. Este calor también se puede aprovechar para usos térmicos.

La energía geotérmica es aquella energía que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra.

El término geotérmica viene del griego geo, "tierra"; y de thermos, "calor"; literalmente "calor de la tierra". Parte del calor interno de la tierra (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 se debe a varios factores, entre los que destacan el gradiente geotérmico y el calor radiogénico. Existe gran potencial de esta energía en las cadenas volcánicas del sur del Perú.

Este calor interno calienta hasta las capas de agua más profundas: al ascender, el agua caliente o el vapor producen manifestaciones, como los géiseres o las fuentes termales, utilizadas para calefacción desde la época de los romanos. Hoy en día, los progresos en los métodos de perforación y bombeo permiten explotar la energía geotérmica en numerosos lugares del mundo.

La tierra posee una importante actividad geológica. Esta es la responsable de la topografía actual del mundo, desde la configuración de tierras altas y bajas (continentes y lechos de océanos) hasta la formación de montañas. Las manifestaciones más instantáneas de esta actividad son el vulcanismo y los fenómenos sísmicos. El núcleo del planeta es una esfera de magma a temperatura y presión elevadísimas. De hecho, el calor aumenta según se desciende hacia el centro de la tierra: en bastantes pozos petrolíferos se llega a 100 grados centígrados a unos 4 kilómetros de profundidad. Pero no es necesario instalar larguísimos colectores para recoger una parte aprovechable de ese calor generado por la actividad geológica de la tierra. Puede ser absorbido de colectores naturales, como por ejemplo géisers o simples depósitos de aguas termales.

Las energías provenientes del interior como es la energía geotérmica se encuentran muy poco aprovechadas en el Perú, y se les utiliza principalmente como atractivos turísticos en distintas provincias. Los más conocidos atractivos relacionados con éste tipo de energía son: Los Baños del Inca en Cajamarca, Los Baños de Yurac en Arequipa, Los Baños de Churín en la sierra de Lima, Los Baños de Mancos en Ancash, entre otros. Sin embargo en países con carencias de recursos energéticos como es Islandia aprovechan la energía geotérmica. De hecho el 70% de la energía que utilizan proviene del subsuelo.

1.3.5 Energía de pequeñas hidroeléctricas

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 sin represarla, en caso contrario es considerada sólo una forma de energía renovable convencional.

En Perú las centrales mini hidráulicas son aquellas que cuentan con una potencia instalada menor a 20 000 kW esta tecnología renovable es la forma más respetuosa 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 y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales. Las centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 20 000 kW se denominan centrales minihidráulicas en el Perú. La energía minihidráulica sí se considera, sin embargo, como una energía renovable ya que los sistemas de distribución y gestión empleados son diferentes a los de las centrales de elevada potencia y su impacto ambiental es mucho más reducida. Para la obtención de energía minihidráulica no siempre es necesario incluir una presa en la instalación y si esta existe no debe superar los 15 metros de altura.

A principios del siglo XX se construyeron numerosas centrales minihidráulicas para abastecer a pequeños municipios o industrias, aunque en el último cuarto de siglo éstas se sustituyeron por otras centrales de mayor tamaño y con mayor poder de distribución. Actualmente se está intentando volver a poner en marcha antiguas instalaciones, además de implantar otras nuevas, ya que están demostradas las ventajas de carácter medioambiental de este tipo de instalaciones.

Las instalaciones minihidráulicas contribuyen a la diversificación de las fuentes, permiten el acercamiento al usuario, convirtiendo la energía en un recurso gestionado de manera local, y dan servicio a zonas aisladas, como en el caso de las microcentrales, de escaso impacto ambiental y múltiples posibilidades de localización.

La tecnología empleada en todos estos procesos es ya una tecnología madura debido

a su larga trayectoria por lo que a nivel técnico no se esperan novedades importantes, lo que aporta seguridad y conocimiento en su aplicación. Perú cuenta con un gran número de empresas que disponen de la tecnología moderna que ofrece el mercado, teniendo una amplia gama de bienes de equipo de alta calidad y prestaciones, que van incorporando los últimos avances tecnológicos para incrementar los rendimientos, disminuir los costes y el impacto ambiental.

La energía hidráulica se obtiene a partir de la energía cinética y potencial generada por una corriente de agua al salvar el desnivel existente entre dos puntos. Esta energía se transforma en energía eléctrica por medio de turbinas que se mueven debido a la masa de agua que pasa por su interior. Las turbinas transmiten la potencia mecánica de su rotación mediante un eje a un generador de electricidad o alternador.

La potencia de una instalación se determina mediante el producto del caudal de agua por el salto o desnivel que salva el curso. Las centrales minihidráulicas se localizan normalmente en lugares de caudales moderados y saltos pequeños.

Los sistemas minihidráulicos pueden aplicarse en todos aquellos lugares donde exista un curso de agua y un cierto desnivel. Los sistemas de potencia más reducidas son los de implantación más sencilla, y con menor impacto ambiental, y sirven principalmente para abastecer a zonas aisladas donde existen dificultades para acceder a la red eléctrica general.

La energía minihidráulica depende de las condiciones climatológicas por lo que su aplicación puede resultar inviable en determinados lugares donde los recursos hídricos son escasos o en períodos de sequía.

A pesar de las claras ventajas medioambientales de este tipo de instalaciones, es necesario que exista una clara voluntad política para el fomento de este tipo de energía ya que, sobre todo en el caso de las centrales de menor tamaño, el esfuerzo de inversión no es proporcional a la rentabilidad obtenida. La iniciativa pública es fundamental en estos casos, considerando además que muchas de estas infraestructuras son propiedad parcial o total del estado y su puesta en marcha se realiza mediante concesiones administrativas por concurso público.

La energía minihidráulica es una energía no contaminante que no necesita para su producción ninguna combustión ni generación de residuos. Su transformación del entorno es reducida ya que aprovecha los desniveles ya existentes en los flujos de agua, aunque no se debe olvidar que también los sistemas minihidráulicos pueden tener impactos negativos sobre el medioambiente. Es importante que se preste especial atención al caudal ecológico del curso utilizado para la producción eléctrica, para conservar el ecosistema fluvial y evitar alteraciones en la flora y fauna del entorno.

1.4 Evolución histórica de las centrales RER

Las Tablas 1.1 y 1.2 ilustran la evolución histórica de las centrales RER, la primera muestra las centrales de generación con recursos energéticos renovables a febrero de 2010 y la segunda el cronograma de operación comercial de centrales con recursos energéticos renovables, ambas Fuente de OSINERGMIN GART, a Febrero de 2010.

Tabla 1.1 Centrales de generación con recursos energéticos renovables [11]

Empresa	Central	Punto de Suministro (tensión kV)	Tarifa Adjudicada (ctv.US\$/kW)	Potencia (kW)	Energía Adjudicada (GWh/año)
Agro Industrial Paramonga S.A.A	Central de cogeneración Paramonga I	Paramonga Existente 138 kV	5,200	23 000	115,0
Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Hidroeléctrica Santa Cruz II	Huallanca 138 kV	5,500	6 500	33,0
Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Hidroeléctrica Santa Cruz I	Huallanca 138 kV	5,500	6 000	29,5
Sindicato Energético S.A.	Hidroeléctrica Poechos 2	Piura Oeste 220 kV	5,950	10 000	50,0
Maja Energía S.A.C.	Hidroeléctrica Roncador	Paramonga Nueva 220 kV	5,985	3 800	28,1
Generadora de Energía del Perú S.A.	Hidroeléctrica La Joya	Repartición 138 kV	5,995	9 600	54,7
Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Central Carhuaquero IV	Carhuaquero 220 kV	7,000	10 000	66,5
Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Central Caña Brava	Carhuaquero 220 kV	7,000	6 000	21,5

Tabla 1.2 Cronograma de operación comercial de centrales con recursos energéticos renovables [11]

Central de generación RER	Fecha de entrada en vigencia del contrato RER con el Estado	Fecha de puesta en operación comercial decharada en la adjudicación	Fecha de puesta en operación comercial en el COES	Fecha de inicio considerada para la estimación de la prima
Central de Cogeneración Paramonga I	01/04/2010	31/03/2010	17/03/2010	01/04/2010
Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	01/04/2010	01/07/2010	15/5/2010 y 10/06/2011	01/07/2010

Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	01/04/2010	29/05/2009	30/05/2009	01/04/2010
Central Hidroeléctrica Poechos 2	01/04/2010	27/05/2009	30/04/2010	30/04/2010
Central Hidroeléctrica Roncador	01/04/2010	01/12/2010	28/04/2010	28/04/2010
Central Hidroeléctrica La Joya	01/10/2009	01/10/2009	01/10/2009	01/04/2010
Central Carhuaquero IV	01/04/2010	22/05/2008	22/05/2008	01/04/2010
Central Caña Brava	01/04/2010	19/02/2009	19/02/2009	01/04/2010

1.5 Plan de fomento de la energía renovable

El fomento de las energías renovables [5] es trascendente para el país, porque implica fomentar la diversificación de la matriz energética y con ello un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente. No obstante, es importante desarrollar, e implementar los mecanismos apropiados para cumplir con los objetivos de la norma, es decir, fomentar la competencia de los proyectos con energías renovables e incentivar la investigación científica e innovación tecnológica que permitan hacer competitivas a estas tecnologías y mitigar el impacto sobre los usuarios de la electricidad.

1.6 Plan de energías renovables en Perú

El gobierno que mediante el Decreto Legislativo No. 1002, publicado en mayo del 2008 y su reglamento cinco meses después, establecía que en mayo del 2009 el Perú debía contar con el plan nacional de energías renovables. Es decir, el planeamiento de los objetivos energéticos nacionales de mediano y largo plazo, pues para el país es importante diversificar su matriz energética, y no seguir dependiendo de las, ya, escasas reservas de gas de Camisea.

Sin embargo, a la fecha el Plan Nacional no ha trascendido el dispositivo legal, pues no se ha elaborado nada. Hay más de seis millones de peruanos que no tienen acceso a luz, no se tiene un mapa energético actualizado. A pesar de ello, el gobierno no ha cumplido con elaborar el plan de energías renovables.

No hay una visión de largo plazo porque existe la visión de que no es necesaria la planificación, sino que las fuerzas del mercado son capaces de solucionar las fallas del mercado. El suministro eléctrico no puede quedar a la suerte de las fuerzas del mercado.

La falta de continuidad de una política energética a través de los años y ante la alternancia de gobiernos, resulta que es necesario impulsar las energías renovables hidráulica, eólica, solar, geotérmica y de la biomasa. Para ello, se requiere de "decisión política".

Las energías renovables podrían permitir el acceso a la electricidad en zonas rurales en el Perú, donde al menos un 20% todavía no tiene luz. Además, en un futuro cercano, facilitarían el acceso de productos peruanos a mercados con barreras comerciales, que imponen sanciones para aquellos generados con combustibles fósiles.

Es necesario contar con una política energética "suficiente", "segura", que transmita "confiabilidad", de "precios económicos" y "energías limpias" (o no contaminantes).

CAPÍTULO II ASPECTOS NORMATIVOS, REGULATORIOS Y ECONÓMICOS

En este capítulo se desarrollan dos secciones: el marco normativo y regulatorio de las centrales de generación eléctrica RER y el proceso de subasta, bases, requisitos e incentivos.

2.1 Marco normativo y regulatorio de las centrales de generación eléctrica RER

La Energía Renovable No Convencional como la eólica, biomasa, mareomotriz, pequeña hidroeléctrica, geotermia y solar, se denomina en nuestro país como "Recursos Energéticos Renovables o RER" y se fomentan a través de un marco normativo.

A continuación se desarrollan los aspectos relacionados a las normas con la promoción de las energías renovables, también los procedimientos operativos [7] y regulatorios [8].

2.1.1 Normas relacionadas con la promoción de las energías renovables

El marco normativo sobre RER, está constituido básicamente por:

1. El Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, publicado en mayo de 2008; y
2. El Decreto Supremo N° 050-2008-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, publicado en octubre de 2008.

Este marco normativo establece, entre otros, que:

- a) El límite de participación de las RER en la producción de electricidad del país es hasta un 5% del consumo nacional cada 5 años. (Considerando el consumo nacional del año 2009 esto equivale aproximadamente 500 000 kW en parques eólicos ó 700 000 kW en bosques solares).
- b) Las convocatorias a Subasta RER serán con una periodicidad no menor de dos años. El Ministerio publicará el Aviso Previo con una anticipación no mayor a 120 días de la fecha de convocatoria y OSINERGMIN publicará la convocatoria en, por lo menos, un diario de circulación nacional y en un medio especializado internacional, así como en su Portal de Internet.
- c) Los precios aplicables a las RER se establecerán mediante subastas que serán conducidas por OSINERGMIN, de acuerdo con las Bases a ser establecidas por el Ministerio de Energía y Minas. Es decir, OSINERGMIN conducirá la subasta donde se

asignarán las Tarifas de Adjudicación a los proyectos RER cuyas ofertas de precios sean menores al Precio Máximo determinado por el regulador, hasta cubrir la Energía Requerida para cada tecnología RER.

d) La Bases de la Subasta RER serán aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas y contendrán todas las especificaciones del proceso de subasta tales como el cronograma del proceso de subasta, los requisitos para participar en la subasta, los límites de participación de las RER en el sector eléctrico según tecnología (eólica, biomasa, solar, mini-centrales hidroeléctricas, geotermia, etc.).

e) Las Tarifas Adjudicadas en la Subasta RER tendrán una vigencia de entre 20 y 30 años. La adjudicación de la subasta será para los proyectos cuyas ofertas de precio y cantidad cumplan con los límites establecidos.

2.1.2 Procedimientos operativos

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el ente privado encargado de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, SEIN, al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; así como de planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN; y administrar el mercado de corto plazo.

Por mandato de la Ley N° 28832 los Procedimientos Técnicos del COES en materia de operación del SEIN y administración del mercado eléctrico a corto plazo son aprobados por OSINERGMIN. La "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", que fija los objetivos, plazos, condiciones, metodología, responsables, niveles de aprobación, documentación, estudios de sustento y demás alcances de los procedimientos, se norma por lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 027-2008-EM.

El año 2010 el COES realizó una serie de modificaciones a varios de sus procedimientos técnicos existentes e incorporó un nuevo procedimiento técnico.

Para considerar la generación con recursos energéticos renovables el COES modificó algunos de los procedimientos técnicos del COES; a continuación mencionaremos:

- Procedimiento técnico N° 01: Operación de Corto Plazo Programación Semanal del SINAC.
- Procedimiento técnico N° 02: Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional.
- Procedimiento técnico N° 04: Programación de la Operación cuando existe Sobreoferta Hidráulica.
- Procedimiento técnico N° 05: Evaluación del cumplimiento del Programa Diario de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- Procedimiento técnico N° 06: Reprogramación de la Operación.

- Procedimiento técnico N° 07: Cálculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo.
- Procedimiento técnico N° 09: Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado Nacional
- Procedimiento técnico N° 13: Determinación de la Energía Firme de las Unidades Generadoras de las Empresas Integrantes del COES
- Procedimiento técnico N° 26: Cálculo de la Potencia Firme.
- Procedimiento técnico N° 29: Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema

También se incorporó:

- Procedimiento técnico N° 38: Cálculo de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER

2.1.3 Procedimientos regulatorios

Los procedimientos regulatorios relacionados con la generación de electricidad con recursos energéticos renovables son los siguientes:

- Procedimiento de ejecución para la garantía de fiel cumplimiento.
- Procedimiento de cálculo de la prima para generación con recursos energéticos renovables.

2.2 Proceso de subasta, bases, requisitos e incentivos.

Se tratan en esta sección dos ítems: Mecanismo de retribución de energía eléctrica producida por una central RER, y Tarifas, primas e incentivos para instalaciones que utilizan RER

2.2.1 Mecanismo de retribución de energía eléctrica producida por una central RER

De conformidad con el DL 1002, el Reglamento RER y los contratos adjudicados como resultado de las Subastas de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, el régimen de remuneración aplicable a la Generación RER se resume en lo siguiente:

- El Generador RER se compromete a entregar al sistema al menos su Energía Adjudicada (definición 1.4.13 del contrato).
- Al Generador RER se le asegura un Ingreso Garantizado igual al producto de su Tarifa de Adjudicación por su Energía Adjudicada. Cuando las inyecciones netas de energía en un Periodo Tarifario sean menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación será reducida aplicando el Factor de Corrección (definiciones 1.4.15, 1.4.18 y 1.4.36, y numeral 6.2.5 del contrato).
- Las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación; en tanto las inyecciones netas de energía en exceso a la Energía Adjudicada se remuneran al correspondiente Costo Marginal

(numerales 6.2.3 y 6.2.4 del contrato). Al respecto, el Artículo 19° del Reglamento RER define que las inyecciones netas de energía son iguales a la diferencia entre la generación menos los retiros de energía por compromisos contractuales que tenga el Generador RER con terceros.

- Se establecerá una Prima sólo en el caso que lo recaudado por ventas de energía (hasta por la Energía Adjudicada) y por potencia en el mercado de corto plazo sea menor que el Ingreso Garantizado (definición 1.4.13 y numerales 6.2.1 y 6.2.7 del contrato).

- Para efectos de la primera determinación de la Prima, la Energía Adjudicada será igual a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario (el cual comprende desde el 01 de mayo hasta el 30 de abril).

- La Tarifa de Adjudicación se actualizará con frecuencia anual que coincidirá con el final del Periodo Tarifario, de acuerdo con la fórmula contenida en el Anexo 4 del contrato.

Nótese que el cumplimiento de la entrega de la Energía Adjudicada (área anaranjada de la Figura 2.1) se efectúa acumulando la energía desde el 01 de mayo hasta como máximo el 30 de abril del correspondiente Año Tarifario; en caso se verifique el cumplimiento antes de finalizado el Año Tarifario, la valorización de la inyecciones netas de energía que se produzcan de ahí en adelante no se toman en cuenta para efectos de la determinación de la Prima (Figura 2.2).

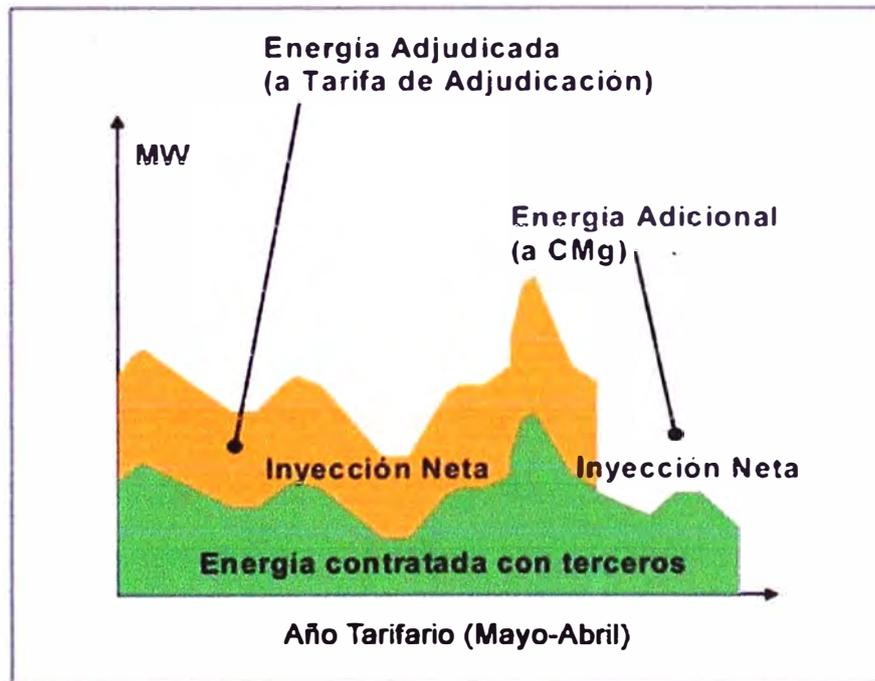


Figura 2.1 Energía de adjudicación RER (Fuente OSINERGMIN GART, Enero 2010)

- Es decir, los ingresos totales de un generador RER que opere en el SEIN resultan de la suma de Ingreso Garantizado en caso de ser adjudicatario de una Subasta

- Ventas de electricidad a terceros (otros generadores, Usuarios Libres o Usuarios Regulados) vía contratos bilaterales

- Ventas de energía excedente no contratada ni en subastas ni con terceros en el Mercado de Corto Plazo.

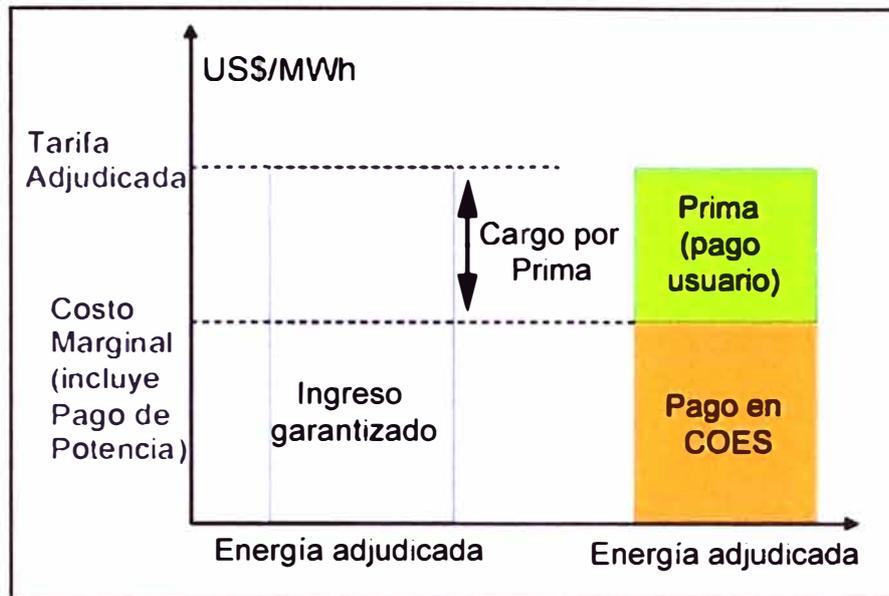


Figura 2.2 Esquema del cálculo de la prima RER
(Fuente OSINERGMIN GART, Enero 2010)

Lo anterior es consistente con el hecho que un Generador RER, de acuerdo con el DL 1002, puede operar en el SEIN sin la necesidad de haber participado de un proceso de Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables. En cuyo caso la Figura 2.3, quedaría modificada de la siguiente manera, pues no tendría obligación por Energía Adjudicada y por tanto tampoco tendría derecho a Prima alguna.

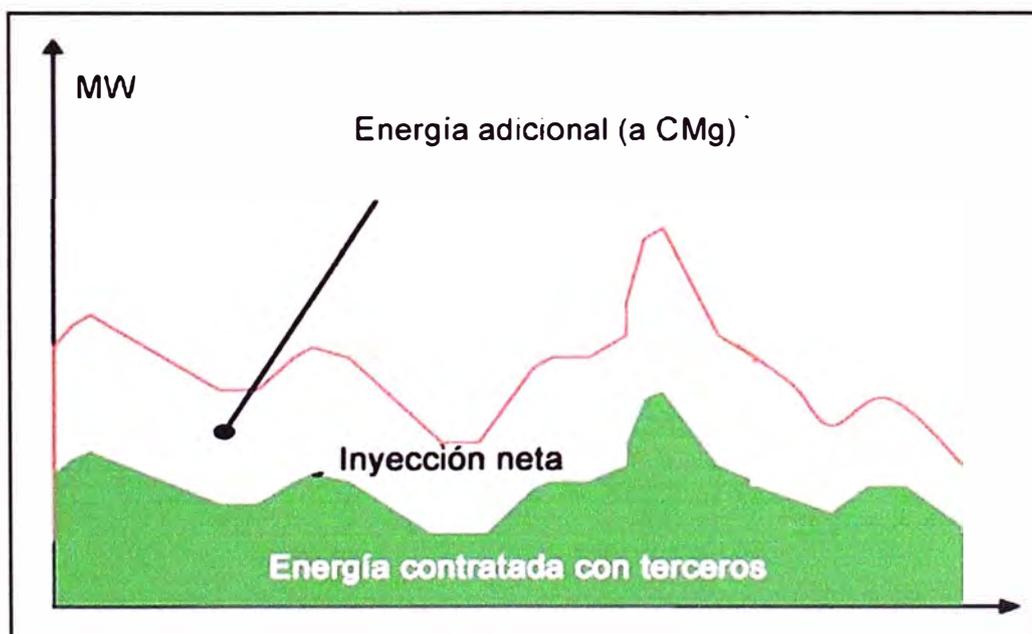


Figura 2.3 Energía sin adjudicación RER (Fuente OSINERGMIN GART, Enero 2010)

2.2.2 Tarifas, primas e incentivos para instalaciones que utilizan RER

El ordenamiento RER ha establecido que un porcentaje del consumo nacional de

electricidad deberá ser suministrado directamente por generadores que utilicen recursos renovables. Para dicho efecto, el consumo nacional de electricidad es el total de energía eléctrica producida en el país, incluida la autogeneración y la importación, menos la energía exportada.

En primer lugar el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, es la entidad encargada de subastar la asignación de primas a cada proyecto con generación RER, de acuerdo a las pautas que fije 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).

Continuando con el procedimiento, con una anticipación no mayor de ciento veinte (120) días calendarios a la fecha de convocatoria prevista, el OSINERGMIN, publica en por lo menos un diario de circulación nacional, en un medio internacional y en su portal de Internet, un aviso previo a la convocatoria indicando, como mínimo la energía requerida y la fecha del inicio del proceso.

En ese sentido el OSINERGMIN mantendrá habilitado en su portal de internet un sitio donde publicará los documentos de todas las etapas de cada proceso de subasta que convoque, desde los avisos hasta la adjudicación. Establecerá un sistema de información y registro en el que publicará permanentemente el incremento de capacidad instalada con generación RER y la energía producida por tipo de tecnología, respecto a la energía requerida.

Los interesados a ser postores en un proceso de subasta, se registrarán e ingresarán sus peticiones de participación con generación RER al sistema señalado, durante los cuatro (04) meses siguientes al aviso previo de convocatoria, esto es un requisito para participar en la subasta.

Referente a las bases, éstas serán elaboradas por el OSINERGMIN y aprobadas por resolución del viceministro de Energía, la cual será publicada en el Diario Oficial El Peruano, así como en el portal de internet del Ministerio. Las bases aprobadas son obligatorias para todo participante en el proceso de subasta.

Con una anticipación no menor de treinta (30) días calendario a la fecha de convocatoria prevista para la subasta, el OSINERGMIN publicará en su portal de Internet el proyecto de bases correspondiente.

Las bases deben precisar la fecha prevista de inicio y finalización del plazo de vigencia para cada tecnología RER.

Las subastas serán convocadas con una periodicidad no menor de dos (02) años. El aviso de convocatoria deberá contener como mínimo la información relativa a la energía requerida por tipo de tecnología, los correspondientes plazos contractuales y el

cronograma del proceso.

Entre los requisitos para ser postor, las bases deberán establecer, entre otros los siguientes requisitos:

- a. El estudio de prefactibilidad, que incluya la potencia nominal a ser instalada, el factor de planta, el presupuesto del proyecto, el cronograma de inversiones y ejecución de obras compatible con la fecha de inicio del plazo de vigencia correspondiente.
- b. Los equipos a ser instalados serán nuevos, y en ningún caso la antigüedad de fabricación podrá ser mayor a dos años.
- c. Las unidades de generación RER deberán cumplir con los requerimientos técnicos de operación establecida.
- d. Se presentará además una garantía de seriedad de oferta solidaria, incondicional, irrevocable de realización automática, sin beneficio de excusión, mediante una carta fianza bancaria a favor de OSINERGMIN, con vigencia hasta la fecha de firma del contrato de concesión de generación RER.
- e. La obligación de sustituir la garantía de seriedad de oferta por una garantía de fiel cumplimiento de contrato de concesión de generación RER solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión y de igual monto, mediante una carta fianza bancaria a favor del Ministerio, previamente al otorgamiento de la concesión de generación RER en caso de resultar adjudicatario, y con vigencia hasta la puesta en operación comercial de la central.
- f. Haber adquirido las bases, y haberse establecido las coordenadas UTM de los vértices del área de la zona donde se ejecutará el proyecto.

El OSINERGMIN conformará un comité de adjudicación para el acto público de presentación de ofertas y adjudicación de la buena pro. En dicho acto también participará un notario público.

Respecto a la presentación de ofertas, cada postor podrá presentarla con la energía a la que postula, el precio requerido por unidad de energía, deberá de incluir los costos de inversión de la infraestructura de transmisión. Así también, los postores incluirán en sus ofertas el cronograma de ejecución del proyecto.

La evaluación de las ofertas y adjudicación de la buena pro deberán ser efectuadas en un solo acto público, según el procedimiento correspondiente, siguiendo los siguientes criterios:

- a. La evaluación de las ofertas se efectuará de manera independiente para cada tipo de tecnología RER, y comprenderá:
 - Las características técnicas de cada proyecto, principalmente la energía firme anual que se obliga a entregar con las instalaciones correspondientes.

- El cumplimiento de los requisitos administrativos y otros, tales como mediciones, estudios, permisos, etc.

b. La adjudicación se efectuará en orden de mérito de las ofertas que no superen la tarifa base y hasta que se complete la participación establecida en las bases de la respectiva tecnología RER en el total de energía requerida. En caso de empate en la evaluación, se dará preferencia a los postores que sean titulares de concesión definitiva [6], y de continuar la situación de empate se definirá por sorteo.

Sobre la determinación de la tarifa base, OSINERGMIN deberá considerar una rentabilidad no menor a la tasa del 12% real anual⁴¹, realizando los estudios de costos internacionales de inversión, de operación y mantenimiento, así como los costos relacionados a las conexiones al sistema necesarias para su operación.

En el caso que la participación en la energía requerida, de una tecnología RER, no sea cubierta al cien por ciento (100%) por las ofertas adjudicadas de dicha tecnología, la cobertura de dicha participación requerida será completada, de manera proporcional, por las ofertas de otros tipos de tecnologías.

Adjudicada la Buena Pro, se elaborará un acta que será firmada por todos los miembros del comité de adjudicación, por el notario público y por los representantes de los postores que así lo deseen. En esta acta deberán quedar registradas, como mínimo, el plazo de vigencia, la energía adjudicada, la fecha de puesta en operación comercial, las tarifas de adjudicación y la respectiva fórmula de actualización establecida en las bases.

Asimismo, se remitirá copias del acta a la Dirección General de Electricidad (DGE) y al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) dentro de los tres (03) días siguientes de la adjudicación de la Buena Pro, junto con la copia del acta, OSINERGMIN remitirá la carta fianza al Ministerio de Energía y Minas.

En casos que no se cubra el cien por ciento (100%) de la energía requerida en la subasta, ésta será declarada parcial o totalmente desierta, según corresponda. De ser el caso, éste hecho quedará consignado en el acta de adjudicación correspondiente.

Cuando la subasta haya sido declarada parcialmente desierta, se deberá efectuar, cuando menos, una convocatoria dentro de un plazo no mayor de treinta (30) días posteriores a dicha declaración, con el objeto de completar la energía requerida no cubierta. Cuando la subasta haya sido declarada totalmente desierta, se procederá conforme a convocar a un nuevo proceso, de acuerdo a lo establecido en el artículo 6 y siguientes del Decreto Supremo No. 050-2008-EM.

En el caso que un adjudicatario se retrase en la entrada de operación comercial de su central con generación RER, respecto a la fecha prevista de inicio del plazo de vigencia,

se ejecutará la garantía de fiel cumplimiento del contrato de concesión de generación RER, de acuerdo al procedimiento que establezca OSINERGMIN.

No se aplicará la ejecución de la garantía cuando los retrasos se produzcan por caso fortuito o fuerza mayor debidamente sustentados por el adjudicatario y calificados por OSINERGMIN.

Para la obtención de la concesión definitiva de generación RER y de transmisión, si fuese el caso, el adjudicatario quedará sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas [1] y su reglamento [2], salvo a lo referido a la garantía.

El acta de adjudicación formará parte integrante del contrato de concesión definitiva de generación RER, como anexo al mismo. Así también, el adjudicatario sustituirá la garantía de seriedad de oferta por la garantía de fiel cumplimiento del contrato de concesión de generación RER. En caso de incumplimiento la DGE notificará a OSINERGMIN a efecto que proceda con la ejecución de la garantía de seriedad de oferta.

Referente a la competencia, hemos dicho que el Ministerio de Energía y Minas otorgará las autorizaciones respectivas, pero mediante Decreto Supremo 056-2009-EM, se traslada la facultad relativa al otorgamiento de autorización para la generación de energía eléctrica a los Gobiernos Regionales, cuya potencia instalada sea mayor a 500 kW y menor a 10 000 kW, éste decreto supremo comprende tanto el otorgamiento de autorización para la generación de energía eléctrica con potencia instalada mayor a 500 kW y menor a 10 000 kW como el otorgamiento de concesiones definitivas para generación con recursos energéticos renovables (RER), con potencia instalada mayor a 500 kW y menor a 10 000 kW siempre que se encuentren en la respectiva región.

Ahora bien, éste procedimiento descrito (subasta), establecido por Ley, se da para adjudicar las tarifas a los proyectos RER que resulten ganadores de las subastas. En este procedimiento, se subasta la energía requerida en MWh/año. Sobre la energía que se subasta, el Ministerio de Energía y Minas fija un porcentaje objetivo cada 5 años, para la primera subasta (primeros cinco años) es el 5% del consumo nacional, esta energía requerida para la subasta fue de 1314 GWh/año. En ese sentido, las tarifas que resultaron adjudicadas tendrán un plazo de vigencia entre 20 y 30 años.

Respecto a la tarifa de adjudicación, es definida como aquella tarifa que se garantiza a cada adjudicatario por la venta de su producción de energía, expresada en ctvs. US\$/kWh, y es el resultado como consecuencia del proceso de subasta de proyectos RER.

A efectos de garantizar de manera efectiva los ingresos de los generadores que

utilicen recursos renovables a la tarifa de adjudicación conforme a lo establecido anteriormente, el ordenamiento RER ha previsto el establecimiento de una prima pagadera a tales generadores en los términos que se explican a continuación.

El precio al cual se vende la energía producida por todos los generadores en el mercado eléctrico nacional (incluidos los generadores que utilizan recursos renovables) y que es despachada al sistema eléctrica nacional, es el equivalente al costo marginal de corto plazo. En tal sentido, se tiene que la prima representa el monto para que el generador RER reciba los ingresos garantizados (por la venta de la energía producida valorizada a la tarifa de adjudicación), una vez descontados los ingresos recibidos por la venta de la energía producida valorizada al costo marginal de corto plazo.

La prima es el monto que pagarán todos los usuarios de electricidad, en caso que los ingresos por costo marginal de los generadores RER no cubran los ingresos garantizados a la tarifa de adjudicación, y se aplican únicamente durante el plazo de vigencia.

El DL 1002 establece como mecanismo para lograr su objetivo la realización de licitaciones periódicas para atender las metas establecidas en el Plan de Energías Renovables que debe aprobar el Ministerio de Energía y Minas. Las bases que rigen dichas licitaciones las aprueba el Ministerio de energía y Minas, y luego el proceso de adjudicación es conducido por OSINERGMIN.

El factor de competencia de la licitación es la tarifa que ofrezca el participante, la cual no puede exceder de la Tarifa Base que determine OSINERGMIN para cada tipo de tecnología de generación con RER; la tarifa ofertada por el postor que resulte adjudicatario de la licitación se denomina Tarifa de Adjudicación (TA). La Oferta de un Adjudicatario de la licitación incluye además la energía firme anual que asegura entregar al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), denominada Energía Adjudicada. Sobre la base de estos elementos, y de acuerdo con las Bases, se ofrece al Adjudicatario un Ingreso Garantizado anual igual al producto de TA por su Energía Adjudicada anual (Ea). Es decir, conforme se explicó en la sección previa, lo que se ofrece al Adjudicatario es el equivalente a una remuneración anual garantizada si cumple con su obligación de entregar al SEIN una energía mínima neta anual igual a su energía producida menos la energía que tuviera contratada.

Al respecto, el Artículo 5° del DL 1002 señala que se complementará mediante una Prima, el precio del Mercado de Corto Plazo, siempre que el costo marginal (CMg) resulte menor que la tarifa determinada por OSINERGMIN. Ello con la finalidad de asegurar al Adjudicatario el mencionado Ingreso Garantizado mínimo anual mediante la entrega de su energía neta anual producida para el Mercado de Corto Plazo (IMC) y la Prima a ser determinada anualmente por OSINERGMIN.

Debe tenerse en cuenta que la tarifa determinada por OSINERGMIN, antes indicada, es igual a la Tarifa de Adjudicación que resulta del proceso de licitación (TA). En caso no se verifique el cumplimiento de la entrega de la Energía Adjudicada se ajustará el valor de TA multiplicándolo por un Factor de Corrección.

Es decir, sobre la base de la energía neta inyectada (E_{in}) hasta el límite de E_a debe cumplirse la siguiente equivalencia anualmente (en términos simples sin incluir el efecto de la tasa de descuento del Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas),

$$\text{Mínimo}(E_a, E_{in}) \times TA = \text{IMC} + \text{Prima} \quad (2.1)$$

La equivalencia anterior se entiende motivada en el hecho que se debe asegurar al Adjudicatario la recepción de la tarifa TA por su energía neta inyectada anual (E_{in}) entregada al Mercado de Corto Plazo hasta el límite de E_a .

Al respecto, la venta de su energía neta inyectada anual para el Mercado de Corto Plazo (IMC) se expresa sobre la base del costo marginal anual (CMg) percibido por el Adjudicatario, conforme se muestra a continuación,

$$\text{IMC} = \text{CMg} \times \text{Mínimo}(E_a, E_{in}) \quad (2.2)$$

Expresión que al ser reemplazada en la Ecuación 1.1 resulta,

$$\text{Mínimo}(E_a, E_{in}) \times TA = \text{CMg} \times \text{Mínimo}(E_a, E_{in}) + \text{Prima} \quad (2.3)$$

O, lo que es lo mismo,

$$\text{Prima} = (TA - \text{CMg}) \times \text{Mínimo}(E_a, E_{in}) \quad (2.4)$$

Cabe señalar que conforme se desprende de las Bases, el plazo en el cual se evaluará si el Adjudicatario ha cumplido con entregar la Energía Adjudicada comprende un año, coincidiendo dicho año con el Periodo Tarifario que inicia en el mes de mayo de cada año. En este sentido, puede ser que la Energía Adjudicada haya sido entregada antes de finalizados los 12 meses del Periodo Tarifario; en este caso la energía neta inyectada luego de registrada la entrega de la Energía Adjudicada se valorizará exclusivamente a Costo Marginal de Corto Plazo y no se considera para efectos de la determinación de la Prima.

De lo anterior, resulta evidente que es una condición para el otorgamiento de la Prima que el costo marginal durante el plazo en el cual se cumpla con la entrega de la Energía Adjudicada sea menor que la tarifa establecida por OSINERGMIN, conforme lo señalado el Artículo 5° del DL 1002; pues en este escenario el Mercado de Corto Plazo no es suficiente para lograr el ingreso garantizado al Adjudicatario con la aplicación de la Tarifa de Adjudicación.

Esta determinación sobre bases máximas anuales es concordante con el Artículo 7° del DL 1002, el cual señala que anualmente OSINERGMIN establecerá un recargo en el Peaje por Conexión, que incluirá la liquidación del recargo del año anterior. Dicho recargo

de acuerdo con el Reglamento RER se denomina Cargo por Prima y se deriva a su vez de la Prima calculada por OSINERGMIN para asegurar que el Adjudicatario perciba sus ingresos garantizados.

El Cargo por Prima es recaudado de los Usuarios del SEIN a través de un cargo expresado por potencia que se agrega como parte del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Por tanto, dicho cargo debe ser expresado en unidades potencia sobre la base de la máxima demanda del SEIN (MD), tal como se procede con el Peaje por Conexión, es decir:

$$\text{Cargo por Prima} = \text{Prima}/\text{MD} \quad (2.5)$$

Lo recaudado por la aplicación del Cargo por Prima constituirá la cuota mensual conforme a lo asignado por el COES entre los Adjudicatarios en la misma oportunidad en que valore las transferencias de energía.

De otro lado, las Bases señalan que los ingresos por potencia que reciba el Adjudicatario deben ser considerados pagos a cuenta por la Energía Adjudicada, razón por la cual deben ser descontados.

Cabe aclarar también, que la liquidación del recargo del año anterior se origina en el hecho que se debe asegurar el ingreso garantizado anual del Adjudicatario, el cual puede verse afectado debido a que los ingresos del Mercado de Corto Plazo y lo efectivamente recaudado por Cargo por Prima pueden variar respecto de los valores esperados al momento de la fijación del Peaje por Conexión. Es decir, al final de año no necesariamente se recaudará exactamente el ingreso garantizado al Adjudicatario, por ello debe efectuarse una corrección en el año siguiente de modo que se cumpla con brindar el ingreso garantizado de dicho año y de los años previos; que dando la Prima por tanto calculada en su totalidad como:

$$\text{Prima} = (\text{TA} - \text{CMg}) \times \text{Min}(\text{EA}, \text{Ein}) - \text{Ingreso Potencial} + \text{Liquidación año previo} \quad (2.6)$$

Frecuencia de aplicación

Se hace necesario diferenciar entre el periodo de aplicación del Cargo por Prima y el periodo de lo que se puede liquidar con certeza al momento en que se determina el Cargo por Prima. Así, de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión rige a partir del 01 de mayo de cada año hasta el 30 de abril del año siguiente, debiendo efectuarse todos los cálculos con precios vigentes al 31 de marzo del año en que se efectúa la regulación de precios, y publicándose la resolución correspondiente al menos 15 días antes de su aplicación.

De otro lado, el COES establece las transferencias entre sus integrantes al cierre de cada mes calendario, por lo cual la información de los resultados de las mismas se conoce con un rezago de aproximadamente un mes luego de culminado el mes de

evaluación. Es decir, al momento que se efectúa la regulación de precios (en marzo de cada año) se cuenta con información completa sólo hasta el mes de febrero.

No obstante, la liquidación debe contener inclusive los meses de marzo y abril del año en que se efectúa el cálculo de la Prima; ello con la finalidad de determinar la Prima reconociendo que en dichos meses se siguen efectuando transferencias.

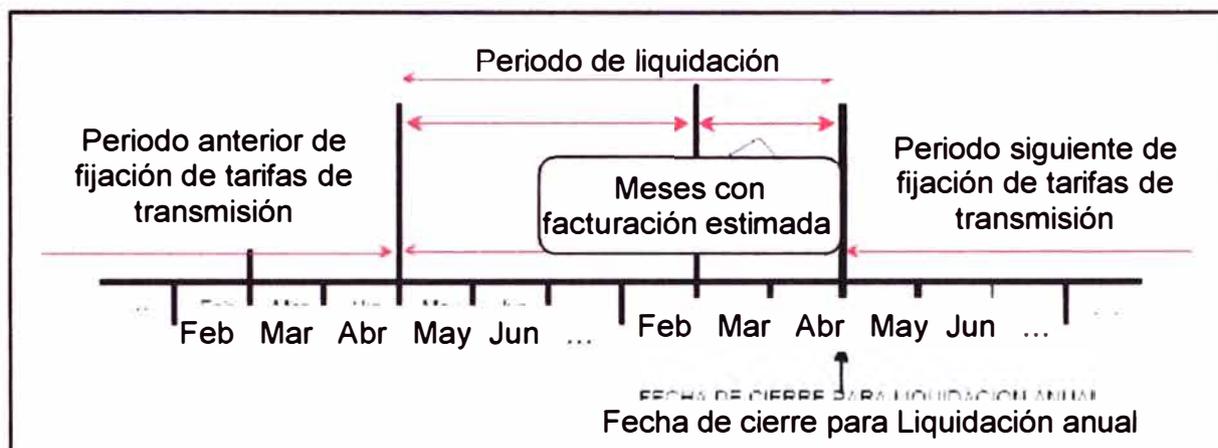


Figura 2.4 Período de liquidación de la Prima RER

(Fuente OSINERGMIN GART, Enero 2010)

CAPÍTULO III CENTRALES TÉRMICAS QUE EMPLEAN TECNOLOGÍA BIOMASA

Se desarrollan dos ítems: Aspectos generales y características técnicas de las centrales de generación eléctrica que emplean tecnología biomasa

3.1 Aspectos generales

El término biomasa se aplica a todo compuesto orgánico de origen inmediato, animal o vegetal, en su forma natural o transformación artificial.

Se trata de una energía renovable que no se agota: la energía solar se acumula, gracias a la fotosíntesis, en energía química, luego utilizable para generar calor, electricidad o para el sector transporte.

Si se utiliza la biomasa eficientemente, el oxígeno de la atmósfera se combina con el carbono de las plantas para producir CO₂ y H₂O. El proceso es cíclico y el balance de CO₂ neutro porque éste es absorbido de nuevo por la biomasa en su crecimiento.

La biomasa cubre aproximadamente el 14% de las necesidades energéticas mundiales. En los países industrializados, sin embargo, sólo cubre de media el 3% de la energía primaria, con la excepción de los países nórdicos europeos, donde su utilización para producción de calor en centrales avanzadas es bastante común.

Los países en vías de desarrollo cubren con biomasa, en este caso con consumo tradicional de leña, un 38% de su demanda energética. En algunos países de África, por ejemplo, este porcentaje se eleva al 90%.

Respecto a su uso en el mundo, el 75% es doméstico tradicional y el 25% un uso industrial. Actualmente, el consumo de biomasa tiene un consumo creciente enfocado a una utilización con tecnologías eficientes.

3.2 Características técnicas

Hay una serie de opciones tecnológicas disponibles para hacer uso de una amplia variedad de tipos de biomasa como fuente de energía renovable. Tecnologías de conversión puede liberar la energía directamente, en forma de calor o electricidad, o puede convertirlo a otro formato, como los biocombustibles líquidos o biogás combustible. Mientras que para algunas clases de recursos de biomasa que puede haber una serie de opciones de uso, para otros puede ser una tecnología apropiada.

A continuación se explica lo referente a la: conversión térmica, conversión química,

conversión bioquímica.

3.2.1 Conversión térmica

Estos son procesos en los que el calor es el principal mecanismo para convertir la biomasa en otra forma química. Las alternativas básicas de la combustión, torrefacción, pirólisis y gasificación se separan principalmente por el grado en que las reacciones químicas involucradas pueden proceder (controlada principalmente por la disponibilidad de oxígeno y la temperatura de conversión).

Hay una serie de otros menos comunes, los procesos térmicos más experimental o de propiedad que pueden ofrecer beneficios como la mejora hidrotermales (HTU) y hidrotratamiento. Algunas se han desarrollado para el uso de la biomasa de alto contenido de humedad, incluyendo lodos acuosos, y les permiten convertirse en formas más convenientes. Algunas de las aplicaciones de conversión térmica de calor y electricidad combinados (CHP) y co-combustión. En una planta de energía de biomasa típica, la eficiencia de rango 20 a 27%.

3.2.2 Conversión química

Una serie de procesos químicos pueden ser utilizados para convertir la biomasa en otras formas, tales como para producir un combustible que es más conveniente utilizar, transportar o almacenar, o de explotación de una propiedad del proceso en sí.

3.2.3 Conversión bioquímica

Una celda de electrólisis microbiana se puede utilizar para realizar directamente el gas de hidrógeno a partir de materia vegetal. Como la biomasa es un material natural, muchos procesos bioquímicos de alta eficiencia se han desarrollado en la naturaleza para romper las moléculas de la biomasa que se compone, y muchos de estos procesos de conversión bioquímica puede ser aprovechada.

Conversión bioquímica hace uso de las enzimas de las bacterias y otros microorganismos para descomponer la biomasa. En la mayoría de los casos los microorganismos se utilizan para realizar el proceso de conversión: la digestión anaerobia, fermentación y el compostaje.

Otros procesos químicos como la conversión de aceites vegetales y los residuos directamente en biodiesel es la transesterificación. Otra forma de romper la biomasa por descomposición de los carbohidratos y los azúcares simples para producir alcohol. Sin embargo, este proceso no se ha perfeccionado aún. Los científicos aún están investigando los efectos de la conversión de la biomasa.

CAPÍTULO IV CRITERIOS PARA PARTICIPAR EN LA SUBASTA

En el presente capítulo se desarrollan los criterios para participar en la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables del tipo biomasa. El capítulo consta de cinco secciones:

- Tipo de central biomasa a utilizar para fijar precio de la energía eléctrica
- Estructura de la inversión utilizando tecnología biomasa
- Valoración de la inversión
- Análisis de sensibilidad del proyecto
- Elaboración de la propuesta económica

4.1 Tipo de central biomasa a utilizar para fijar precio de la energía eléctrica

El presente proyecto permitirá implementar una Central de Cogeneración de 23 MW e interconectarla al Sistema Interconectado Nacional-SEIN, desde la Barra principal en 13.8 kV de la Subestación Paramonga.

La empresa Agro Industrial Lima Norte, dentro de sus planes de desarrollo empresarial y mejoras de eficiencia y aprovechamiento energético se ha propuesto implementar una Central de Cogeneración para usarlo en sus procesos productivos del azúcar, con el calor útil que lleva el vapor de su caldera CBS de 120 ton/hr a energía eléctrica para ser entregada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El proyecto comprende la implementación de una central de cogeneración, en la cual se realizaran obras civiles e instalaciones electromecánicas relacionadas principalmente con el turbo generador SIEMENS [9] y sus componentes auxiliares, además del sistema de distribución de vapor y circuito de agua de refrigeración para el sistema de condensación.

La caldera acuotubular, que funciona con bagazo de la caña de azúcar, produce 120 t/h de vapor con una temperatura de 400 °C y 42.5 bar(g) de presión. Este vapor circulará por una tubería de Ø12" sch. 80, conectada a una turbina SIEMENS que estará ubicada en la casa de máquinas.

La turbina entregará vapor de extracción a una temperatura de 126 °C y 2.3 bar (g) de presión, colectada en una tubería de Ø 36" sch.10, enfilándose directamente hacia la nave de molinos, aprovechando las torres de sustentación de la faja transportadora

existente.

4.2 Estructura de la inversión utilizando tecnología biomasa

La empresa Agro Industrial de Lima Norte, decidió incursionar en el rubro generación eléctrica, con la particularidad de ser Cogenerador para poder atender su demanda interna y el excedente de la producción eléctrica venderlo al SEIN.

La empresa Agro Industrial de Lima Norte, operó durante varios años su fábrica de azúcar, dentro de ella se ubica la Planta de Fuerza que está constituida principalmente por su caldero acuatubular bagacero, este caldero proporciona el vapor necesario para cumplir con los procesos de la fábrica de azúcar y destilería.

El caldero acuatubular produce vapor de 42.24 bar a 400°C y luego se pasaba por una reductora para atender los procesos de la fábrica de azúcar y de la destilería, se analizó y se observó que se producía una pérdida de energía calorífica al pasar por la reductora, para evitar ello se decidió invertir en un proyecto de Cogeneración eléctrica, para ello en vez de utilizar una reductora a la salida del caldero se eligió instalar una turbina a vapor, esta turbina tendría un vapor de admisión de 42.24 bar a 400°C y a la salida de la turbina se tendría una sangría de 12.99 bar a 264°C y una extracción de 2.3 bar a 126°C

Este proyecto se concibió con el fin de aprovechar la energía térmica y con ello lograr cogenerar, el otro fin era dejar de comprar electricidad y dejar de depender del SEIN, para atender las necesidades de la Empresa Agro Industrial Lima Norte.

La inversión del proyecto a realizar es con recursos propios y para definir los criterios de formulación de precios para participar en una subasta de electricidad con recursos energéticos renovables se definen dos casos.

Caso A: Ofertar total de la producción eléctrica a la subasta RER.

Caso B: Ofertar solo el excedente del producción eléctrica, esto quiere decir primero se atenderá la demanda de la Empresa Agro Industria Lima Norte y el excedente de la producción se ingresa a la subasta RER

Las características técnicas de la Central Biomasa son:

- Empresa: Agro Industrial de Lima
- Central: TV-01
- Potencia: 23 000 kW
- Datos de la central
- Número de unidades: 1 unidad
- Tipo de central: Térmica vapor
- Potencia Efectiva de la central en kW
- Tipos de combustibles: Bagazo

- Capacidad de almacenamiento de combustible: 50,000 TM
- Precio de combustible promedio: US\$ 35/TM
- Consumo propio anual en GWh (estimado para centrales nuevas): 6.6 GWh.

La Tabla 4.1 resume las características técnicas del Grupo:

Tabla 4.1 características técnicas del Grupo [9]

CENTRAL NOMBRE	GRUPO	MODELO	SERIE	AÑO FABRIC.	POTENCIA (kW)		TENSIÓN DE GENERACIÓN
					NOM.	EFEC.	
BARRANCA	SIEMENS	SST300	42320	2011	23 000	20 000	13.8 kV

4.3 Valoración de la inversión

Al decidir realizar este proyecto la empresa debe contar con la mayor cantidad de información para poder hacerlo minimizando los riesgos.

Para iniciar una inversión, casi siempre pensamos en términos de análisis de la rentabilidad de las inversiones. Así, se tocan técnicas financieras como las distintas medidas de riesgos y rentabilidad, el cálculo de los flujos de caja.

Los métodos financieros de valoración de inversiones más utilizados para evaluar la viabilidad de una inversión son: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). En los análisis de viabilidad también se incorporan los indicadores IR (Índice de Rentabilidad), también llamado ratio ganancia coste que es el cociente entre el valor actualizado de los flujos netos de caja y la inversión realizada.

4.3.1 Valor Actual Neto (VAN)

Es el rendimiento actualizado de los flujos positivos y negativos originados por la inversión. Es decir por todos los rendimientos que esperamos obtener de la misma.

Para una tasa de actualización (k) constante, y una inversión a (n) años, siendo A el valor de la inversión y FC los distintos flujos anuales se puede escribir así:

$$VAN = -A + \frac{FC_1}{(1+k)} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} \dots \frac{FC_n}{(1+k)^n} = -A + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+k)^j} = -A + VA \quad (4.1)$$

Para restablecer los signos en términos de igualdad, consideraremos que los desembolsos que señalan una salida de capital les aplicamos el signo negativo y los que constituyen ingresos o entradas tendrán signo positivo.

Si obtenemos un VAN positivo el análisis nos indicará que el valor actualizado de las entradas y salidas de la inversión proporciona beneficio, expresado por dicho importe a la fecha inicial por encima del que obtendríamos considerando esa inversión a un coste o rendimiento mínimo exigido (coste de oportunidad).

Sin embargo, si el VAN resulta negativo, indicará que a esa tasa de actualización se produce una pérdida de la cuantía que exprese el VAN.

Es decir, las inversiones con VAN positivo serían interesantes y aquellas en las que el

valor fuera negativo serían rechazables. Además, será útil para clasificar las interesantes en función del mayor o menor valor neto, lo que nos proporcionaría su grado de interés.

La tasa de descuento aplicado para el cálculo del VAN tiene su importancia, ya que aumentará el valor del VAN si reducimos el tipo de descuento y lo disminuirá si lo aumentamos, aunque estas tendencias también dependerán de los vencimientos y los signos de los flujos de caja. Por ejemplo, una inversión que requiera un fuerte desembolso inicial y beneficios tardíos tendrá una estructura inversa a otra que obtenga beneficios en los primeros ejercicios y desembolsos posteriores.

4.3.2 Tasa de Rentabilidad Interna (TIR)

Es la tasa de retorno o tipo de rendimiento interno de una inversión; es decir, es aquel tipo de actualización que hace igual a cero el valor del capital.

El VAN nos informa del beneficio absoluto que se va a obtener del proyecto de inversión. Así, entre varias opciones escogeremos aquella cuyo VAN sea más alto, porque será la que nos proporcionará un beneficio más elevado. En cambio, el T.I.R. nos informa de la rentabilidad de la inversión, por lo tanto, es un indicador relativo al capital invertido. Al escoger, lo haremos de aquella opción que nos producirá mayor beneficio por dólar invertido.

Tabla 4.2 Las inversiones previstas para el proyecto Cogeneración [9]

Ítem	Descripción	Total US\$
1	Suministro	7 300 000
2	Montaje	1 300 000
3	Obras civiles	900 000
Total		9 500 000

Para la selección de precios se planteó dos casos:

- Caso I: La producción total del generador se oferta a la subasta RER.
- Caso II: El excedente de la producción total del generador se oferta a la subasta.

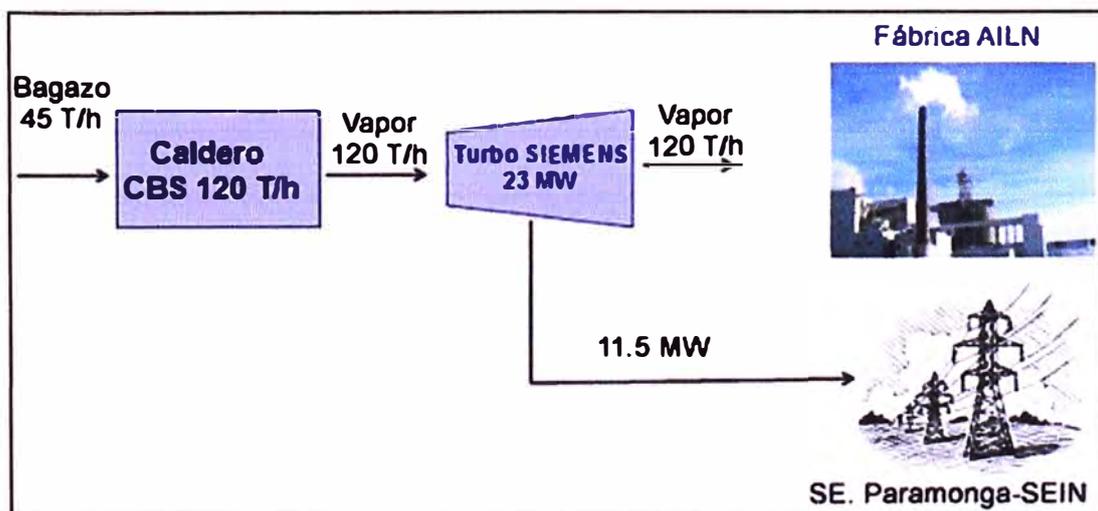


Figura 4.2 Caso I (La producción total del generador se oferta a la subasta RER)

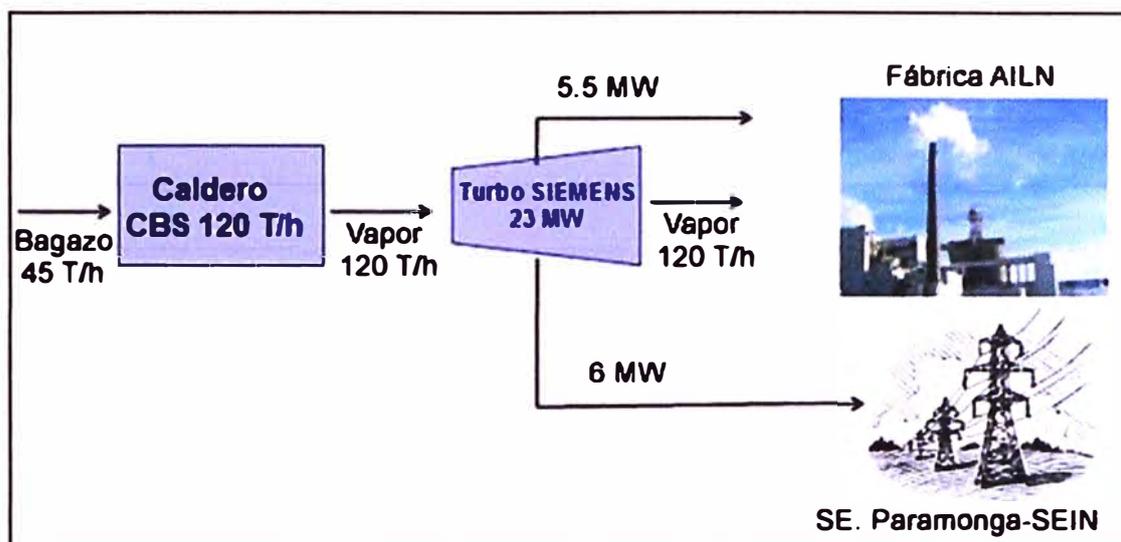


Figura 4.3 Caso II (El excedente de la producción total del generador se oferta a la subasta RER)

Tabla 4.3 Resultados de la evaluación financiera del Caso I [10]

US\$/MWh	TIR	VAN	IR
90,00	0,43%	-4.110.981,47	0,57
91,00	2,33%	-3.650.863,74	0,62
92,00	3,94%	-3.190.746,01	0,66
93,00	5,37%	-2.730.628,29	0,71
94,00	6,66%	-2.270.510,56	0,76
95,00	7,87%	-1.810.392,83	0,81
96,00	8,99%	-1.350.275,10	0,86
97,00	10,06%	-890.157,38	0,91
98,00	11,08%	-430.039,65	0,95
99,00	12,06%	30.078,08	1,00
100,00	13,01%	490.195,80	1,05
105,00	17,39%	2.790.784,44	1,29
110,00	21,39%	5.091.373,08	1,54
115,00	25,17%	7.391.961,71	1,78
120,00	28,81%	9.692.550,35	2,02

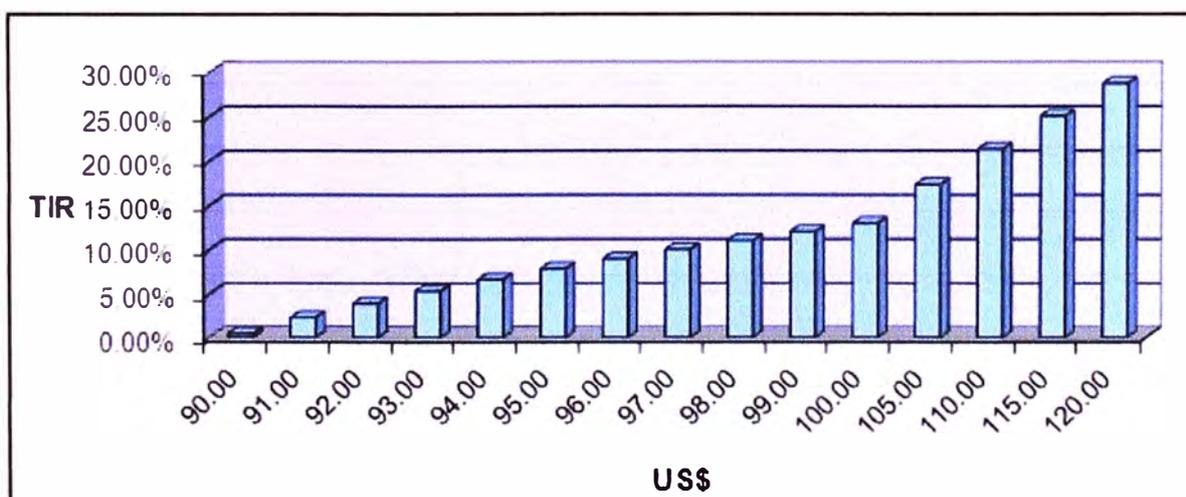
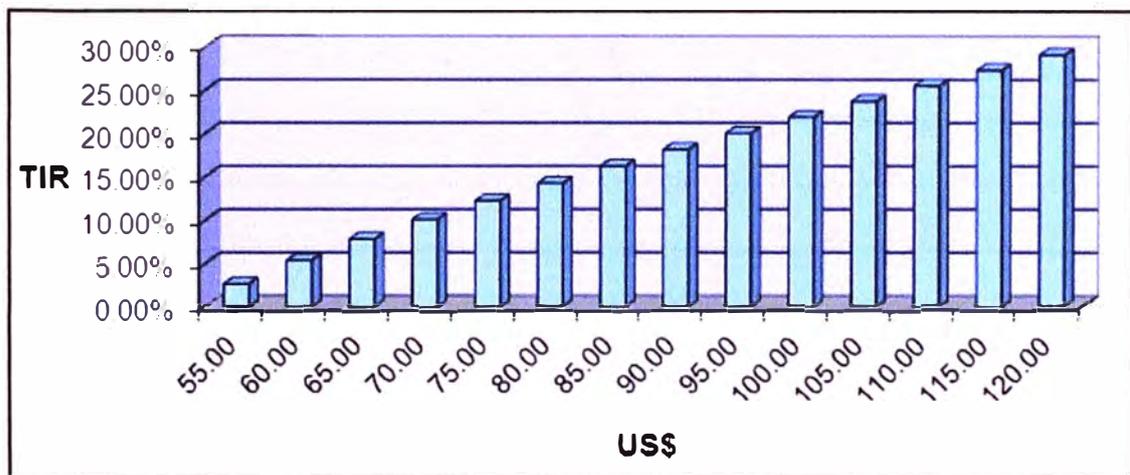


Figura 4.4 Evolución del TIR en función a la tarifa de adjudicación del Caso I

Tabla 4.4 Resultados de la evaluación financiera del Caso II [10]

US\$/MWh	TIR	VAN	IR
55,00	2,68%	-4.559.764,48	0,52
60,00	5,39%	-3.388.011,48	0,64
65,00	7,83%	-2.216.258,48	0,77
70,00	10,09%	-1.044.505,48	0,89
75,00	12,23%	127.247,53	1,01
80,00	14,27%	1.299.000,53	1,14
85,00	16,25%	2.470.753,53	1,26
90,00	18,17%	3.642.506,53	1,38
95,00	20,06%	4.814.259,53	1,51
100,00	21,91%	5.986.012,53	1,63
105,00	23,74%	7.157.765,53	1,75
110,00	25,55%	8.329.518,53	1,88
115,00	27,34%	9.501.271,54	2,00
120,00	29,12%	10.673.024,54	2,12

**Figura 4.5** Evolución del TIR en función a la tarifa de adjudicación del Caso II

4.4 Análisis de sensibilidad del proyecto

El análisis de sensibilidad se realiza sobre aquellas variables, que se han detectado como las de mayor incidencia en la estructura de costos. Por supuesto, las variables que se toman en cuenta corresponden a aquellas que dependen directamente de la capacidad de negociación de los representantes de la empresa y no de variables exógenas a su capacidad de manejo (impuestos, etc.).

Así, a lo largo de la fase de implantación, se encuentra que los costos de inversión son de lejos la variable de mayor incidencia en la estructura de costos. También, como visto a lo largo de los estudio, durante la fase operativa la variable de mayor incidencia en los costos, es el valor del insumo para producir vapor en este caso es el bagazo.

Ambas variables, son de gran importancia para la estructura de costos y pueden ser 'manejadas' por representante de la empresa Agro Industrial Lima Norte.

Para este proyecto, se considera fijo el precio del turbogenerador costado con recursos propios de la empresa y la sensibilidad del proyecto es cero.

4.5 Elaboración de la propuesta económica

El proyecto de la empresa Agro Industrial Lima Norte tiene como objetivo fundamental ser autosuficiente en energía, tanto de calor como de electricidad, a la vez de colocar los excedentes de energía eléctrica en la red nacional para beneficio del país.

La cogeneración es un conjunto de tecnologías que transforman energía primaria contenida en el petróleo, gas natural ó biomasa, a energía final en forma de energía térmica útil (calor / frío) y energía eléctrica. Lo importante de este proyecto es que se trata de bioelectricidad, es decir la producción de energía eléctrica generada con un recurso renovable, toda vez que el combustible original para producir el vapor es el bagazo, el cual es el residuo de la molienda de la caña de azúcar, aprovechando el calor que se emite al medio ambiente con los gases de la combustión.

Los criterios para formular las propuestas de precios basados con tecnología biomasa en la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables fueron

- Determinar el costo unitario de producción de vapor.
- Determinar el costo unitario de producción de energía eléctrica
- Determinar los gastos por compra de suministro eléctrico para atender la demanda interna de la empresa Agro Industrial Lima Norte.
- Recopilación de información de anteriores licitaciones convocadas por PROINVERSION para fomentar las construcciones de centrales hidroeléctricas y centrales térmicas de reserva fría.
- Recopilación de información internacional de los precios que se fijaron en las subastas de generación eléctrica con tecnología biomasa

El costo unitario de producción de vapor, es la suma del costo (combustibles) mas el costo (operación y mantenimiento y depreciación del caldero acuatubular).

El costo combustible está definido como el precio del costo anual del bagazo entre la cantidad de vapor producido en el año.

El costo unitario de producción de energía eléctrica es la suma del costos de energía calorífica anual requerida para el proceso de producción de electricidad más costos de (operación y mantenimiento y depreciación del turbogenerador) todo ello dividido entre la producción anual de energía eléctrica. El resultado de producir 1 000 kWh es US\$ 24.43

El objetivo de fijar el precio de venta de la energía eléctrica de la Central Térmica Barranca, es cubrir el costos unitario de producción de energía eléctrica y los costos por la compra de electricidad a otro generador.

Para determinar el precio del cogenerador se realizo el estudio de dos casos

- Caso I: La producción total del generador se oferta a la subasta RER.
- Caso II: Auto productor y el excedente se oferta a la subasta RER.

CONCLUSIONES

1. La evaluación y análisis como la efectuada en el presente trabajo conlleva a seleccionar el precio adecuado para participar en una subasta con recursos energéticos renovables con tecnología Biomasa.
2. Seleccionar un adecuado precio para participar en la subasta de electricidad con recursos energéticos renovables promocionado por el estado peruano, permitirá a la Empresa Agro Industrial Lima, cubrir sus costos variables y compensar la compra de energía a otro generador, este proyecto deberá tener una rentabilidad superior a uno.
3. Considerando que el Estado Peruano garantiza al generador la compra de la energía adjudicada en la subasta con recursos energéticos renovables, los proyectos RER no acarrearán riesgos económicos siempre y cuando se elija el precio adecuado de la energía.
4. De no ser adjudicada el proyecto cogeneración de la empresa Agro Industrial Lima Norte, esta empresa sería un auto productor y dejaría de pagar anualmente US\$ 3,354,429.09 por 41,689,360.00 kWh. para atender la demanda interna de la empresa; para este estudio se consideró que la tasa de incremento anual en el consumo es 1% y en la facturación es 2%.
5. Si la empresa es autoprodutora y tiene excedente de energía, podría comercializar su excedente a un cliente libre.
6. Si se desea participar en la subasta ofertando el total de la producción de energía eléctrica de la central de la Empresa Agro Industrial Lima, el precio mínimo que asegure una participación efectiva sería 9,900 ctv.US\$/kWh pero si el Regulador fija como precio tope 6,500 ctv.US\$/kWh, no es recomendable ofertar el total de la producción en la subasta.
7. Si se desea participar como empresa autoprodutora, es decir que solo comercializa sus excedentes el precio mínimo para participar en la subasta con recursos energéticos renovables de tecnología Biomasa (residuos agroindustriales) sería 7,500 ctv.US\$/kWh. con un tasa interna de retorno de 12.23%

ANEXOS

ANEXO A: COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este anexo se muestran cinco tablas a fin de ilustrar el proceso de determinación del costo unitario de producción de energía eléctrica.

Tabla A.1 Determinación de Costo de Caña

Descripción	Costo S./Ton	Ton	S/.
Propia	55.7	712,897	39,708,363
Arrendados	65.9	110,664	7,292,758
Comprada	108	420,314	45,393,912
Total		1,243,875	92,395,033
Precio ponderado	74.28		

Tabla A.2 Determinación del costo del vapor

Ítem	Descripción		%
1	Molienda, Ton	1,243,875	
2	Costo caña US\$/Ton	27.61	
3	Costo caña en US\$	34,347,596	
4	Costo bagazo en US\$ (15% costo caña)	5,152,139	
5	Toneladas de vapor producido	754,689	
6	Costo de vapor US\$/Ton (combustible)	6.83	62.3
7	Costo de vapor US\$/Ton (OyM+Depreciación)	4.14	37.7
Costo total de vapor US\$/Ton		10.96	100.0
Costo de energía calorífica cv US\$/MJ		0.3421	

Tabla A.3 Distribución de la energía calorífica con fines de generación eléctrica

Ítem	Descripción	Entalpía kJ/kg	Balance Ton/h	Distrib. Vapor %	Toneladas vapor	Energía calorífica MJ	%
1	Vapor generado (42.5 bar abs 400°C)	3,205.45	113.9	100.00	754,689	2,419,118,044	100.0
2	Vapor molino + desfibrador	3,205.45	26.2	23.0	173,598	556,460,867	23.0
3	Vapor auxiliares turbo (sellos)	3,205.45	0.6	0.5	3,976	12,743,379	0.5
4	Admisión (42.5 bar abs. 400°C)	3,205.45	87.1	76.5	577,115	1,849,913,798	76.5
5	Sangría (12.99 bar abs 264°C)	2,963.70	2.6	3.0	17,227	51,056,603	
6	Extracción (2.3 bar abs. 126°C)	2,714.56	79.3	91.0	525,433	1,426,319,969	
7	Escape (0.13 bar abs 51°C)	213.52	5.2	6.0	34,455	7,356,892	
Energía con fines de generación en MJ (3) + (4) - (5) (6)						385,280,605	15.9

Tabla A.4 Costo unitario de producción de energía eléctrica [10]

Item	Descripción		%
1	Costo de la energía calorífica en US\$	1,317,888	61.30
2	Costo Fijo (OyM + Depreciación) en US\$	832,143	38.70
3	Costo Total en US\$	2,150,031	100.00
4	Energía generada MWh	88,000	
Costo unitario US\$/MWh		24.43	

Tabla A.5 Costo unitario de producción ponderado [10]

Rubro	Costo US\$/MWh	%
Costo vapor variable	9.32	38.2
Costo fijo caldero	5.65	23.1
Costo fijo turbo	9.46	38.7
Costo Total	24.43	100.0

ANEXO B: EVALUACIÓN DE COMPRA DE ENERGÍA DEL CASO DE ESTUDIO

La siguiente tabla muestra la proyección del consumo de los próximos 20 años, de la fábrica de azúcar. También se muestra el monto que se pagará anualmente, si es que se compra energía a otra empresa

Tabla B.1 Proyección de consumo y compra de energía [10]

Año	Compra de Energía Eléctrica para la fabrica (US\$)	Consumo (MWh)
1	3354429.09	41689.3597
2	3421517.67	41731.0491
3	3488606.25	41814.5112
4	3555694.83	41939.9547
5	3622783.42	42107.7146
6	3689872.00	42318.2531
7	3756960.58	42572.1626
8	3824049.16	42870.1678
9	3891137.74	43213.1291
10	3958226.33	43602.0473
11	4025314.91	44038.0678
12	4092403.49	44522.4865
13	4159492.07	45056.7563
14	4226580.65	45642.4942
15	4293669.23	46281.4891
16	4360757.82	46975.7114
17	4427846.40	47727.3228
18	4494934.98	48538.6873
19	4562023.56	49412.3837
20	4629112.14	50351.2190

ANEXO C: TABLAS DEL TIR, VAN E IR

Caso I: El total de la producción se oferta a la subasta RER

Tabla C.1 Precio propuesto US\$/MWh 90.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	3.354.429,09	1.159.549,37	1.035.311,94
2		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	3.421.517,67	1.092.460,79	870.903,05
3		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	3.488.606,25	1.025.372,21	729.839,68
4		7.920.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.519.969,23	1.655.990,77	3.863.978,46	475.000,00	3.555.694,83	783.283,62	497.790,90
5		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	3.622.783,42	891.195,04	505.688,00
6		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	3.689.872,00	824.106,46	417.517,98
7		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	3.756.960,58	757.017,88	342.436,44
8		7.920.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.519.969,23	1.655.990,77	3.863.978,46	475.000,00	3.824.049,16	514.929,30	207.971,31
9		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	3.891.137,74	622.840,72	224.602,61
10		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	3.958.226,33	555.752,13	178.937,31
11		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	4.025.314,91	488.663,55	140.479,09
12		7.920.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.519.969,23	1.655.990,77	3.863.978,46	475.000,00	4.092.403,49	246.574,97	63.289,65
13		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	4.159.492,07	354.486,39	81.239,13
14		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	4.226.580,65	287.397,81	58.807,29
15		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	4.293.669,23	220.309,22	40.249,67
16		7.920.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.519.969,23	1.655.990,77	3.863.978,46	475.000,00	4.360.757,82	-21.779,36	-3.552,68
17		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	4.427.846,40	86.132,06	12.544,65
18		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	4.494.934,98	19.043,48	2.476,41
19		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	4.562.023,56	-48.045,10	-5.578,36
20		7.920.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.769.969,23	1.730.990,77	4.038.978,46	475.000,00	4.629.112,14	-115.133,68	-11.935,54

Tabla C.2 Precio propuesto US\$/MWh 91.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energlia Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	3.354.429,09	1.221.149,37	1.090.311,94
2		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	3.421.517,67	1.154.060,79	920.010,19
3		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	3.488.606,25	1.086.972,21	773.685,35
4		8.008.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.607.969,23	1.682.390,77	3.925.578,46	475.000,00	3.555.694,83	844.883,62	536.938,82
5		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	3.622.783,42	952.795,04	540.641,50
6		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	3.689.872,00	885.706,46	448.726,46
7		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	3.756.960,58	818.617,88	370.301,16
8		8.008.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.607.969,23	1.682.390,77	3.925.578,46	475.000,00	3.824.049,16	576.529,30	232.850,51
9		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	3.891.137,74	684.440,72	246.816,18
10		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	3.958.226,33	617.352,13	198.770,86
11		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	4.025.314,91	550.263,55	158.187,62
12		8.008.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.607.969,23	1.682.390,77	3.925.578,46	475.000,00	4.092.403,49	308.174,97	79.100,84
13		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	4.159.492,07	416.086,39	95.356,26
14		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	4.226.580,65	348.997,81	71.411,87
15		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	4.293.669,23	281.909,22	51.503,76
16		8.008.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.607.969,23	1.682.390,77	3.925.578,46	475.000,00	4.360.757,82	39.820,64	6.495,61
17		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	4.427.846,40	147.732,06	21.516,34
18		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	4.494.934,98	80.643,48	10.486,85
19		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	4.562.023,56	13.554,90	1.573,82
20		8.008.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.857.969,23	1.757.390,77	4.100.578,46	475.000,00	4.629.112,14	-53.533,68	-5.549,66

Tabla C.3 Precio propuesto US\$/MWh 92.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad después del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	3.354.429,09	1.282.749,37	1.145.311,94
2		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	3.421.517,67	1.215.660,79	969.117,34
3		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	3.488.606,25	1.148.572,21	817.531,01
4		8.096.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.695.969,23	1.708.790,77	3.987.178,46	475.000,00	3.555.694,83	906.483,62	576.086,73
5		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	3.622.783,42	1.014.395,04	575.594,99
6		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	3.689.872,00	947.306,46	479.934,93
7		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	3.756.960,58	880.217,88	398.165,87
8		8.096.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.695.969,23	1.708.790,77	3.987.178,46	475.000,00	3.824.049,16	638.129,30	257.729,72
9		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	3.891.137,74	746.040,72	269.029,76
10		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	3.958.226,33	678.952,13	218.604,42
11		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	4.025.314,91	611.863,55	175.896,15
12		8.096.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.695.969,23	1.708.790,77	3.987.178,46	475.000,00	4.092.403,49	369.774,97	94.912,02
13		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	4.159.492,07	477.686,39	109.473,39
14		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	4.226.580,65	410.597,81	84.016,45
15		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	4.293.669,23	343.509,22	62.757,85
16		8.096.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.695.969,23	1.708.790,77	3.987.178,46	475.000,00	4.360.757,82	101.420,64	16.543,90
17		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	4.427.846,40	209.332,06	30.488,03
18		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	4.494.934,98	142.243,48	18.497,28
19		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	4.562.023,56	75.154,90	8.725,99
20		8.096.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.945.969,23	1.783.790,77	4.162.178,46	475.000,00	4.629.112,14	8.066,32	836,21

Tabla C.4 Precio propuesto US\$/MWh 93.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad después del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	3.354.429,09	1.344.349,37	1.200.311,94
2		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	3.421.517,67	1.277.260,79	1.018.224,48
3		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	3.488.606,25	1.210.172,21	861.376,67
4		8.184.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.783.969,23	1.735.190,77	4.048.778,46	475.000,00	3.555.694,83	968.083,62	615.234,64
5		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	3.622.783,42	1.075.995,04	610.548,48
6		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	3.689.872,00	1.008.906,46	511.143,41
7		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	3.756.960,58	941.817,88	426.030,58
8		8.184.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.783.969,23	1.735.190,77	4.048.778,46	475.000,00	3.824.049,16	699.729,30	282.608,93
9		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	3.891.137,74	807.640,72	291.243,34
10		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	3.958.226,33	740.552,13	238.437,97
11		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	4.025.314,91	673.463,55	193.604,68
12		8.184.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.783.969,23	1.735.190,77	4.048.778,46	475.000,00	4.092.403,49	431.374,97	110.723,21
13		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	4.159.492,07	539.286,39	123.590,52
14		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	4.226.580,65	472.197,81	96.621,03
15		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	4.293.669,23	405.109,22	74.011,94
16		8.184.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.783.969,23	1.735.190,77	4.048.778,46	475.000,00	4.360.757,82	163.020,64	26.592,20
17		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	4.427.846,40	270.932,06	39.459,72
18		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	4.494.934,98	203.843,48	26.507,72
19		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	4.562.023,56	136.754,90	15.878,17
20		8.184.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.033.969,23	1.810.190,77	4.223.778,46	475.000,00	4.629.112,14	69.666,32	7.222,08

Tabla C.5 Precio propuesto US\$/MWh 94.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	3.354.429,09	1.405.949,37	1.255.311,94
2		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	3.421.517,67	1.338.860,79	1.067.331,62
3		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	3.488.606,25	1.271.772,21	905.222,34
4		8.272.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.871.969,23	1.761.590,77	4.110.378,46	475.000,00	3.555.694,83	1.029.683,62	654.382,56
5		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	3.622.783,42	1.137.595,04	645.501,98
6		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	3.689.872,00	1.070.506,46	542.351,89
7		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	3.756.960,58	1.003.417,88	453.895,29
8		8.272.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.871.969,23	1.761.590,77	4.110.378,46	475.000,00	3.824.049,16	761.329,30	307.488,13
9		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	3.891.137,74	869.240,72	313.456,92
10		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	3.958.226,33	802.152,13	258.271,52
11		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	4.025.314,91	735.063,55	211.313,21
12		8.272.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.871.969,23	1.761.590,77	4.110.378,46	475.000,00	4.092.403,49	492.974,97	126.534,40
13		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	4.159.492,07	600.886,39	137.707,65
14		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	4.226.580,65	533.797,81	109.225,61
15		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	4.293.669,23	466.709,22	85.266,03
16		8.272.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.871.969,23	1.761.590,77	4.110.378,46	475.000,00	4.360.757,82	224.620,64	36.640,49
17		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	4.427.846,40	332.532,06	48.431,41
18		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	4.494.934,98	265.443,48	34.518,16
19		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	4.562.023,56	198.354,90	23.030,35
20		8.272.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.121.969,23	1.836.590,77	4.285.378,46	475.000,00	4.629.112,14	131.266,32	13.607,95

Tabla C.6 Precio propuesto US\$/MWh 95.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	3.354.429,09	1.467.549,37	1.310.311,94
2		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	3.421.517,67	1.400.460,79	1.116.438,77
3		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	3.488.606,25	1.333.372,21	949.068,00
4		8.360.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.959.969,23	1.787.990,77	4.171.978,46	475.000,00	3.555.694,83	1.091.283,62	693.530,47
5		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	3.622.783,42	1.199.195,04	680.455,47
6		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	3.689.872,00	1.132.106,46	573.560,37
7		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	3.756.960,58	1.065.017,88	481.760,00
8		8.360.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.959.969,23	1.787.990,77	4.171.978,46	475.000,00	3.824.049,16	822.929,30	332.367,34
9		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	3.891.137,74	930.840,72	335.670,49
10		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	3.958.226,33	863.752,13	278.105,07
11		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	4.025.314,91	796.663,55	229.021,73
12		8.360.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.959.969,23	1.787.990,77	4.171.978,46	475.000,00	4.092.403,49	554.574,97	142.345,58
13		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	4.159.492,07	662.486,39	151.824,78
14		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	4.226.580,65	595.397,81	121.830,19
15		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	4.293.669,23	528.309,22	96.520,12
16		8.360.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	5.959.969,23	1.787.990,77	4.171.978,46	475.000,00	4.360.757,82	286.220,64	46.688,79
17		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	4.427.846,40	394.132,06	57.403,10
18		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	4.494.934,98	327.043,48	42.528,60
19		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	4.562.023,56	259.954,90	30.182,53
20		8.360.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.209.969,23	1.862.990,77	4.346.978,46	475.000,00	4.629.112,14	192.866,32	19.993,83

Tabla C.7 Precio propuesto US\$/MWh 96.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	3.354.429,09	1.529.149,37	1.365.311,94
2		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	3.421.517,67	1.462.060,79	1.165.545,91
3		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	3.488.606,25	1.394.972,21	992.913,66
4		8.448.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.047.969,23	1.814.390,77	4.233.578,46	475.000,00	3.555.694,83	1.152.883,62	732.678,39
5		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	3.622.783,42	1.260.795,04	715.408,97
6		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	3.689.872,00	1.193.706,46	604.768,84
7		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	3.756.960,58	1.126.617,88	509.624,71
8		8.448.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.047.969,23	1.814.390,77	4.233.578,46	475.000,00	3.824.049,16	884.529,30	357.246,55
9		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	3.891.137,74	992.440,72	357.884,07
10		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	3.958.226,33	925.352,13	297.938,62
11		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	4.025.314,91	858.263,55	246.730,26
12		8.448.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.047.969,23	1.814.390,77	4.233.578,46	475.000,00	4.092.403,49	616.174,97	158.156,77
13		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	4.159.492,07	724.086,39	165.941,91
14		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	4.226.580,65	656.997,81	134.434,77
15		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	4.293.669,23	589.909,22	107.774,21
16		8.448.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.047.969,23	1.814.390,77	4.233.578,46	475.000,00	4.360.757,82	347.820,64	56.737,08
17		8.448.000,00	-	357.143,00	-1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	4.427.846,40	455.732,06	66.374,80
18		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	4.494.934,98	388.643,48	50.539,04
19		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	4.562.023,56	321.554,90	37.334,70
20		8.448.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.297.969,23	1.889.390,77	4.408.578,46	475.000,00	4.629.112,14	254.466,32	26.379,70

Tabla C.8 Precio propuesto US\$/MWh 97.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	3.354.429,09	1.590.749,37	1.420.311,94
2		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	3.421.517,67	1.523.660,79	1.214.653,05
3		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	3.488.606,25	1.456.572,21	1.036.759,33
4		8.536.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.135.969,23	1.840.790,77	4.295.178,46	475.000,00	3.555.694,83	1.214.483,62	771.826,30
5		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	3.622.783,42	1.322.395,04	750.362,46
6		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	3.689.872,00	1.255.306,46	635.977,32
7		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	3.756.960,58	1.188.217,88	537.489,43
8		8.536.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.135.969,23	1.840.790,77	4.295.178,46	475.000,00	3.824.049,16	946.129,30	382.125,75
9		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	3.891.137,74	1.054.040,72	380.097,65
10		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	3.958.226,33	986.952,13	317.772,17
11		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	4.025.314,91	919.863,55	264.438,79
12		8.536.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.135.969,23	1.840.790,77	4.295.178,46	475.000,00	4.092.403,49	677.774,97	173.967,95
13		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	4.159.492,07	785.686,39	180.059,04
14		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	4.226.580,65	718.597,81	147.039,35
15		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	4.293.669,23	651.509,22	119.028,30
16		8.536.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.135.969,23	1.840.790,77	4.295.178,46	475.000,00	4.360.757,82	409.420,64	66.785,38
17		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	4.427.846,40	517.332,06	75.346,49
18		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	4.494.934,98	450.243,48	58.549,48
19		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	4.562.023,56	383.154,90	44.486,88
20		8.536.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.385.969,23	1.915.790,77	4.470.178,46	475.000,00	4.629.112,14	316.066,32	32.765,57

Tabla C.9 Precio propuesto US\$/MWh 98.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	3.354.429,09	1.652.349,37	1.475.311,94
2		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	3.421.517,67	1.585.260,79	1.263.760,19
3		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	3.488.606,25	1.518.172,21	1.080.604,99
4		8.624.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.223.969,23	1.867.190,77	4.356.778,46	475.000,00	3.555.694,83	1.276.083,62	810.974,21
5		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	3.622.783,42	1.383.995,04	785.315,96
6		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	3.689.872,00	1.316.906,46	667.185,80
7		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	3.756.960,58	1.249.817,88	565.354,14
8		8.624.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.223.969,23	1.867.190,77	4.356.778,46	475.000,00	3.824.049,16	1.007.729,30	407.004,96
9		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	3.891.137,74	1.115.640,72	402.311,23
10		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	3.958.226,33	1.048.552,13	337.605,72
11		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	4.025.314,91	981.463,55	282.147,32
12		8.624.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.223.969,23	1.867.190,77	4.356.778,46	475.000,00	4.092.403,49	739.374,97	189.779,14
13		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	4.159.492,07	847.286,39	194.176,17
14		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	4.226.580,65	780.197,81	159.643,93
15		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	4.293.669,23	713.109,22	130.282,39
16		8.624.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.223.969,23	1.867.190,77	4.356.778,46	475.000,00	4.360.757,82	471.020,64	76.833,67
17		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	4.427.846,40	578.932,06	84.318,18
18		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	4.494.934,98	511.843,48	66.559,92
19		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	4.562.023,56	444.754,90	51.639,06
20		8.624.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.473.969,23	1.942.190,77	4.531.778,46	475.000,00	4.629.112,14	377.666,32	39.151,45

Tabla C.10 Precio propuesto US\$/MWh 99.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	3.354.429,09	1.713.949,37	1.530.311,94
2		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	3.421.517,67	1.646.860,79	1.312.867,34
3		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	3.488.606,25	1.579.772,21	1.124.450,65
4		8.712.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.311.969,23	1.893.590,77	4.418.378,46	475.000,00	3.555.694,83	1.337.683,62	850.122,13
5		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	3.622.783,42	1.445.595,04	820.269,45
6		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	3.689.872,00	1.378.506,46	698.394,27
7		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	3.756.960,58	1.311.417,88	593.218,85
8		8.712.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.311.969,23	1.893.590,77	4.418.378,46	475.000,00	3.824.049,16	1.069.329,30	431.884,17
9		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	3.891.137,74	1.177.240,72	424.524,80
10		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	3.958.226,33	1.110.152,13	357.439,28
11		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	4.025.314,91	1.043.063,55	299.855,85
12		8.712.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.311.969,23	1.893.590,77	4.418.378,46	475.000,00	4.092.403,49	800.974,97	205.590,32
13		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	4.159.492,07	908.866,39	208.293,30
14		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	4.226.580,65	841.797,81	172.248,51
15		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	4.293.669,23	774.709,22	141.536,48
16		8.712.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.311.969,23	1.893.590,77	4.418.378,46	475.000,00	4.360.757,82	532.620,64	86.881,96
17		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	4.427.846,40	640.532,06	93.289,87
18		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	4.494.934,98	573.443,48	74.570,36
19		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	4.562.023,56	506.354,90	58.791,24
20		8.712.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.561.969,23	1.968.590,77	4.593.378,46	475.000,00	4.629.112,14	439.266,32	45.537,32

Tabla C.11 Precio propuesto US\$/MWh 100.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad después del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	3.354.429,09	1.775.549,37	1.585.311,94
2		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	3.421.517,67	1.708.460,79	1.361.974,48
3		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	3.488.606,25	1.641.372,21	1.168.296,32
4		8.800.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.399.969,23	1.919.990,77	4.479.978,46	475.000,00	3.555.694,83	1.399.283,62	889.270,04
5		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	3.622.783,42	1.507.195,04	855.222,94
6		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	3.689.872,00	1.440.106,46	729.602,75
7		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	3.756.960,58	1.373.017,88	621.083,56
8		8.800.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.399.969,23	1.919.990,77	4.479.978,46	475.000,00	3.824.049,16	1.130.929,30	456.763,38
9		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	3.891.137,74	1.238.840,72	446.738,38
10		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	3.958.226,33	1.171.752,13	377.272,83
11		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	4.025.314,91	1.104.663,55	317.564,37
12		8.800.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.399.969,23	1.919.990,77	4.479.978,46	475.000,00	4.092.403,49	862.574,97	221.401,51
13		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	4.159.492,07	970.486,39	222.410,43
14		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	4.226.580,65	903.397,81	184.853,09
15		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	4.293.669,23	836.309,22	152.790,57
16		8.800.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.399.969,23	1.919.990,77	4.479.978,46	475.000,00	4.360.757,82	594.220,64	96.930,26
17		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	4.427.846,40	702.132,06	102.261,56
18		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	4.494.934,98	635.043,48	82.580,79
19		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	4.562.023,56	567.954,90	65.943,41
20		8.800.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.649.969,23	1.994.990,77	4.654.978,46	475.000,00	4.629.112,14	500.866,32	51.923,19

Tabla C.12 Precio propuesto US\$/MWh 105.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad después del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	3.354.429,09	2.083.549,37	1.860.311,94
2		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	3.421.517,67	2.016.460,79	1.607.510,19
3		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	3.488.606,25	1.949.372,21	1.387.524,63
4		9.240.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.839.969,23	2.051.990,77	4.787.978,46	475.000,00	3.555.694,83	1.707.283,62	1.085.009,61
5		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	3.622.783,42	1.815.195,04	1.029.990,42
6		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	3.689.872,00	1.748.106,46	885.645,14
7		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	3.756.960,58	1.681.017,88	760.407,12
8		9.240.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.839.969,23	2.051.990,77	4.787.978,46	475.000,00	3.824.049,16	1.438.929,30	581.159,41
9		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	3.891.137,74	1.546.840,72	557.806,27
10		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	3.958.226,33	1.479.752,13	476.440,58
11		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	4.025.314,91	1.412.663,55	406.107,01
12		9.240.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.839.969,23	2.051.990,77	4.787.978,46	475.000,00	4.092.403,49	1.170.574,97	300.457,44
13		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	4.159.492,07	1.278.486,39	292.996,08
14		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	4.226.580,65	1.211.397,81	247.875,99
15		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	4.293.669,23	1.144.309,22	209.061,02
16		9.240.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	6.839.969,23	2.051.990,77	4.787.978,46	475.000,00	4.360.757,82	902.220,64	147.171,73
17		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	4.427.846,40	1.010.132,06	147.120,02
18		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	4.494.934,98	943.043,48	122.632,99
19		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	4.562.023,56	875.954,90	101.704,30
20		9.240.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.089.969,23	2.126.990,77	4.962.978,46	475.000,00	4.629.112,14	808.866,32	83.852,55

Tabla C.13 Precio propuesto US\$/MWh 110.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	3.354.429,09	2.391.549,37	2.135.311,94
2		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	3.421.517,67	2.324.460,79	1.853.045,91
3		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	3.488.606,25	2.257.372,21	1.606.752,95
4		9.680.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.279.969,23	2.183.990,77	5.095.978,46	475.000,00	3.555.694,83	2.015.283,62	1.280.749,18
5		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	3.622.783,42	2.123.195,04	1.204.757,89
6		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	3.689.872,00	2.056.106,46	1.041.687,52
7		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	3.756.960,58	1.989.017,88	899.730,68
8		9.680.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.279.969,23	2.183.990,77	5.095.978,46	475.000,00	3.824.049,16	1.746.929,30	705.555,44
9		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	3.891.137,74	1.854.840,72	668.874,16
10		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	3.958.226,33	1.787.752,13	575.608,34
11		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	4.025.314,91	1.720.663,55	494.649,65
12		9.680.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.279.969,23	2.183.990,77	5.095.978,46	475.000,00	4.092.403,49	1.478.574,97	379.513,37
13		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	4.159.492,07	1.586.486,39	363.581,73
14		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	4.226.580,65	1.519.397,81	310.898,89
15		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	4.293.669,23	1.452.309,22	265.331,47
16		9.680.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.279.969,23	2.183.990,77	5.095.978,46	475.000,00	4.360.757,82	1.210.220,64	197.413,20
17		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	4.427.846,40	1.318.132,06	191.978,48
18		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	4.494.934,98	1.251.043,48	162.685,18
19		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	4.562.023,56	1.183.954,90	137.465,19
20		9.680.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.529.969,23	2.258.990,77	5.270.978,46	475.000,00	4.629.112,14	1.116.866,32	115.781,92

Tabla C.14 Precio propuesto US\$/MWh 115.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad después del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	3.354.429,09	2.699.549,37	2.410.311,94
2		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	3.421.517,67	2.632.460,79	2.098.581,62
3		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	3.488.606,25	2.565.372,21	1.825.981,26
4		10.120.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.719.969,23	2.315.990,77	5.403.978,46	475.000,00	3.555.694,83	2.323.283,62	1.476.488,74
5		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	3.622.783,42	2.431.195,04	1.379.525,36
6		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	3.689.872,00	2.364.106,46	1.197.729,91
7		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	3.756.960,58	2.297.017,88	1.039.054,24
8		10.120.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.719.969,23	2.315.990,77	5.403.978,46	475.000,00	3.824.049,16	2.054.929,30	829.951,48
9		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	3.891.137,74	2.162.840,72	779.942,04
10		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	3.958.226,33	2.095.752,13	674.776,10
11		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	4.025.314,91	2.028.663,55	583.192,29
12		10.120.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.719.969,23	2.315.990,77	5.403.978,46	475.000,00	4.092.403,49	1.786.574,97	458.569,30
13		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	4.159.492,07	1.894.486,39	434.167,38
14		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	4.226.580,65	1.827.397,81	373.921,80
15		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	4.293.669,23	1.760.309,22	321.601,91
16		10.120.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.719.969,23	2.315.990,77	5.403.978,46	475.000,00	4.360.757,82	1.518.220,64	247.654,67
17		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	4.427.846,40	1.626.132,06	236.836,93
18		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	4.494.934,98	1.559.043,48	202.737,38
19		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	4.562.023,56	1.491.954,90	173.226,07
20		10.120.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	7.969.969,23	2.390.990,77	5.578.978,46	475.000,00	4.629.112,14	1.424.866,32	147.711,28

Tabla C.15 Precio propuesto US\$/MWh 120.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	3.354.429,09	3.007.549,37	2.685.311,94
2		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	3.421.517,67	2.940.460,79	2.344.117,34
3		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	3.488.606,25	2.873.372,21	2.045.209,58
4		10.560.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.159.969,23	2.447.990,77	5.711.978,46	475.000,00	3.555.694,83	2.631.283,62	1.672.228,31
5		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	3.622.783,42	2.739.195,04	1.554.292,83
6		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	3.689.872,00	2.672.106,46	1.353.772,29
7		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	3.756.960,58	2.605.017,88	1.178.377,79
8		10.560.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.159.969,23	2.447.990,77	5.711.978,46	475.000,00	3.824.049,16	2.362.929,30	954.347,51
9		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	3.891.137,74	2.470.840,72	891.009,93
10		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	3.958.226,33	2.403.752,13	773.943,85
11		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	4.025.314,91	2.336.663,55	671.734,93
12		10.560.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.159.969,23	2.447.990,77	5.711.978,46	475.000,00	4.092.403,49	2.094.574,97	537.625,23
13		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	4.159.492,07	2.202.486,39	504.753,03
14		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	4.226.580,65	2.135.397,81	436.944,70
15		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	4.293.669,23	2.068.309,22	377.872,36
16		10.560.000,00	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.159.969,23	2.447.990,77	5.711.978,46	475.000,00	4.360.757,82	1.826.220,64	297.896,15
17		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	4.427.846,40	1.934.132,06	281.695,39
18		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	4.494.934,98	1.867.043,48	242.789,57
19		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	4.562.023,56	1.799.954,90	208.986,96
20		10.560.000,00	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	8.409.969,23	2.522.990,77	5.886.978,46	475.000,00	4.629.112,14	1.732.866,32	179.640,65

Caso II: Autoproducer y el excedente se oferta a la subasta RER

Tabla C.16 Precio propuesto US\$/MWh 55.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		2.547.085,21	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	397.054,44	119.116,33	277.938,11	475.000,00	-	752.938,11	672.266,17
2		2.544.792,30	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	394.761,53	118.428,46	276.333,07	475.000,00	-	751.333,07	598.958,12
3		2.540.201,88	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	390.171,11	117.051,33	273.119,78	475.000,00	-	748.119,78	532.496,88
4		2.533.302,49	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	133.271,72	39.981,51	93.290,20	475.000,00	-	568.290,20	361.158,70
5		2.524.075,70	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	374.044,93	112.213,48	261.831,45	475.000,00	-	736.831,45	418.097,95
6		2.512.496,08	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	362.465,30	108.739,59	253.725,71	475.000,00	-	728.725,71	369.195,13
7		2.498.531,05	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	348.500,28	104.550,08	243.950,20	475.000,00	-	718.950,20	325.216,56
8		2.482.140,77	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	82.110,00	24.633,00	57.477,00	475.000,00	-	532.477,00	215.058,53
9		2.463.277,90	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	313.247,12	93.974,14	219.272,99	475.000,00	-	694.272,99	250.361,80
10		2.441.887,40	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	291.856,63	87.556,99	204.299,64	475.000,00	-	679.299,64	218.716,30
11		2.417.906,27	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	267.875,50	80.362,65	187.512,85	475.000,00	-	662.512,85	190.456,61
12		2.391.263,24	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	-8.767,53	-2.630,26	-6.137,27	475.000,00	-	468.862,73	120.345,38
13		2.361.878,40	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	211.847,63	63.554,29	148.293,34	475.000,00	-	623.293,34	142.842,75
14		2.329.662,82	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	179.632,05	53.889,61	125.742,43	475.000,00	-	600.742,43	122.923,80
15		2.294.518,10	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	144.487,33	43.346,20	101.141,13	475.000,00	-	576.141,13	105.258,83
16		2.256.335,87	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	-143.694,90	-43.108,47	-100.586,43	475.000,00	-	374.413,57	61.074,96
17		2.214.997,24	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	64.966,47	19.489,94	45.476,53	475.000,00	-	520.476,53	75.804,46
18		2.170.372,20	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	20.341,43	6.102,43	14.239,00	475.000,00	-	489.239,00	63.620,44
19		2.122.318,90	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	-27.711,88	-8.313,56	-19.398,31	475.000,00	-	455.601,69	52.898,44
20		2.070.682,96	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	-79.347,82	-23.804,34	-55.543,47	475.000,00	-	419.456,53	43.483,70

Tabla C.17 Precio propuesto US\$/MWh 60.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		2.778.638,42	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	628.607,64	188.582,29	440.025,35	475.000,00	-	915.025,35	816.986,92
2		2.776.137,05	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	626.106,28	187.831,88	438.274,40	475.000,00	-	913.274,40	728.056,76
3		2.771.129,33	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	621.098,55	186.329,57	434.768,99	475.000,00	-	909.768,99	647.555,60
4		2.763.602,72	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	363.571,94	109.071,58	254.500,36	475.000,00	-	729.500,36	463.610,67
5		2.753.537,13	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	603.506,35	181.051,91	422.454,45	475.000,00	-	897.454,45	509.239,76
6		2.740.904,81	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	590.874,04	177.262,21	413.611,83	475.000,00	-	888.611,83	450.198,41
7		2.725.670,24	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	575.639,47	172.691,84	402.947,63	475.000,00	-	877.947,63	397.138,92
8		2.707.789,93	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	307.759,16	92.327,75	215.431,41	475.000,00	-	690.431,41	278.853,67
9		2.687.212,25	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	537.181,48	161.154,44	376.027,04	475.000,00	-	851.027,04	306.888,88
10		2.663.877,16	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	513.846,39	154.153,92	359.692,47	475.000,00	-	834.692,47	268.748,64
11		2.637.715,93	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	487.685,16	146.305,55	341.379,61	475.000,00	-	816.379,61	234.689,63
12		2.608.650,81	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	208.620,04	62.586,01	146.034,03	475.000,00	-	621.034,03	159.403,97
13		2.576.594,62	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	426.563,85	127.969,15	298.594,69	475.000,00	-	773.594,69	177.287,94
14		2.541.450,35	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	391.419,58	117.425,87	273.993,70	475.000,00	-	748.993,70	153.258,95
15		2.503.110,65	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	353.079,88	105.923,96	247.155,92	475.000,00	-	722.155,92	131.936,19
16		2.461.457,31	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	61.426,54	18.427,96	42.998,58	475.000,00	-	517.998,58	84.496,79
17		2.416.360,63	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	266.329,86	79.898,96	186.430,90	475.000,00	-	661.430,90	96.333,67
18		2.367.678,76	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	217.647,99	65.294,40	152.353,59	475.000,00	-	627.353,59	81.580,80
19		2.315.256,98	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	165.226,21	49.567,86	115.658,34	475.000,00	-	590.658,34	68.579,44
20		2.258.926,86	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	108.896,09	32.668,83	76.227,26	475.000,00	-	551.227,26	57.143,95

Tabla C.18 Precio propuesto US\$/MWh 65.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad después del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		3.010.191,62	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	860.160,84	258.048,25	602.112,59	475.000,00	-	1.077.112,59	961.707,67
2		3.007.481,81	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	857.451,04	257.235,31	600.215,72	475.000,00	-	1.075.215,72	857.155,39
3		3.002.056,77	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	852.026,00	255.607,80	596.418,20	475.000,00	-	1.071.418,20	762.614,31
4		2.993.902,94	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	593.872,17	178.161,65	415.710,52	475.000,00	-	890.710,52	566.062,64
5		2.982.998,55	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	832.967,78	249.890,33	583.077,45	475.000,00	-	1.058.077,45	600.381,56
6		2.969.313,55	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	819.282,77	245.784,83	573.497,94	475.000,00	-	1.048.497,94	531.201,69
7		2.952.809,43	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	802.778,65	240.833,60	561.945,06	475.000,00	-	1.036.945,06	469.061,28
8		2.933.439,09	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	533.408,32	160.022,50	373.385,82	475.000,00	-	848.385,82	342.648,81
9		2.911.146,61	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	761.115,83	228.334,75	532.781,08	475.000,00	-	1.007.781,08	363.415,96
10		2.885.866,93	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	735.836,15	220.750,85	515.085,31	475.000,00	-	990.085,31	318.780,97
11		2.857.525,60	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	707.494,82	212.248,45	495.246,38	475.000,00	-	970.246,38	278.922,65
12		2.826.038,38	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	426.007,60	127.802,28	298.205,32	475.000,00	-	773.205,32	198.462,55
13		2.791.310,84	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	641.280,06	192.384,02	448.896,05	475.000,00	-	923.896,05	211.733,13
14		2.753.237,88	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	603.207,11	180.962,13	422.244,97	475.000,00	-	897.244,97	183.594,10
15		2.711.703,21	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	561.672,44	168.501,73	393.170,70	475.000,00	-	868.170,70	158.611,54
16		2.666.578,76	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	266.547,98	79.964,40	186.583,59	475.000,00	-	661.583,59	107.918,61
17		2.617.724,02	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	467.693,24	140.307,97	327.385,27	475.000,00	-	802.385,27	116.862,87
18		2.564.985,33	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	414.954,55	124.486,37	290.468,19	475.000,00	-	765.468,19	99.541,17
19		2.508.195,06	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	358.164,29	107.449,29	250.715,00	475.000,00	-	725.715,00	84.260,43
20		2.447.170,77	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	297.139,99	89.142,00	207.998,00	475.000,00	-	682.998,00	70.804,19

Tabla C.19 Precio propuesto US\$/MWh 70.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		3.241.744,82	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.091.714,04	327.514,21	764.199,83	475.000,00	-	1.239.199,83	1.106.428,42
2		3.238.826,56	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.088.795,79	326.638,74	762.157,05	475.000,00	-	1.237.157,05	986.254,03
3		3.232.984,22	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.082.953,44	324.886,03	758.067,41	475.000,00	-	1.233.067,41	877.673,03
4		3.224.203,17	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	824.172,40	247.251,72	576.920,68	475.000,00	-	1.051.920,68	668.514,61
5		3.212.459,98	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.062.429,21	318.728,76	743.700,45	475.000,00	-	1.218.700,45	691.523,36
6		3.197.722,28	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.047.691,51	314.307,45	733.384,06	475.000,00	-	1.208.384,06	612.204,97
7		3.179.948,61	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.029.917,84	308.975,35	720.942,49	475.000,00	-	1.195.942,49	540.983,65
8		3.159.088,25	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	759.057,48	227.717,24	531.340,24	475.000,00	-	1.006.340,24	406.443,94
9		3.135.080,96	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	985.050,19	295.515,06	689.535,13	475.000,00	-	1.164.535,13	419.943,04
10		3.107.856,69	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	957.825,92	287.347,77	670.478,14	475.000,00	-	1.145.478,14	368.813,30
11		3.077.335,26	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	927.304,48	278.191,35	649.113,14	475.000,00	-	1.124.113,14	323.155,67
12		3.043.425,94	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	643.395,17	193.018,55	450.376,62	475.000,00	-	925.376,62	237.521,13
13		3.006.027,06	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	855.996,28	256.798,88	599.197,40	475.000,00	-	1.074.197,40	246.178,32
14		2.965.025,41	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	814.994,63	244.498,39	570.496,24	475.000,00	-	1.045.496,24	213.929,25
15		2.920.295,76	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	770.264,99	231.079,50	539.185,49	475.000,00	-	1.014.185,49	185.287,90
16		2.871.700,20	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	471.669,43	141.500,83	330.168,60	475.000,00	-	805.168,60	131.340,44
17		2.819.087,40	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	669.056,63	200.716,99	468.339,64	475.000,00	-	943.339,64	137.392,08
18		2.762.291,89	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	612.261,12	183.678,33	428.582,78	475.000,00	-	903.582,78	117.501,53
19		2.701.133,14	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	551.102,37	165.330,71	385.771,66	475.000,00	-	860.771,66	99.941,42
20		2.635.414,67	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	485.383,90	145.615,17	339.768,73	475.000,00	-	814.768,73	84.464,44

Tabla C.20 Precio propuesto US\$/MWh 75.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		3.473.298,02	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.323.267,25	396.980,17	926.287,07	475.000,00	-	1.401.287,07	1.251.149,17
2		3.470.171,32	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.320.140,54	396.042,16	924.098,38	475.000,00	-	1.399.098,38	1.115.352,66
3		3.463.911,66	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.313.880,89	394.164,27	919.716,62	475.000,00	-	1.394.716,62	992.731,74
4		3.454.503,39	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.054.472,62	316.341,79	738.130,84	475.000,00	-	1.213.130,84	770.966,58
5		3.441.921,41	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.291.890,64	387.567,19	904.323,44	475.000,00	-	1.379.323,44	782.665,17
6		3.426.131,02	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.276.100,24	382.830,07	893.270,17	475.000,00	-	1.368.270,17	693.208,25
7		3.407.087,80	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.257.057,03	377.117,11	879.939,92	475.000,00	-	1.354.939,92	612.906,01
8		3.384.737,42	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	984.706,64	295.411,99	689.294,65	475.000,00	-	1.164.294,65	470.239,08
9		3.359.015,32	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.208.984,54	362.695,36	846.289,18	475.000,00	-	1.321.289,18	476.470,12
10		3.329.846,45	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.179.815,68	353.944,70	825.870,98	475.000,00	-	1.300.870,98	418.845,64
11		3.297.144,92	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.147.114,14	344.134,24	802.979,90	475.000,00	-	1.277.979,90	367.388,68
12		3.260.813,51	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	860.782,74	258.234,82	602.547,92	475.000,00	-	1.077.547,92	276.579,71
13		3.220.743,27	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.070.712,50	321.213,75	749.498,75	475.000,00	-	1.224.498,75	280.623,51
14		3.176.812,94	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.026.782,16	308.034,65	718.747,51	475.000,00	-	1.193.747,51	244.264,39
15		3.128.888,32	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	978.857,54	293.657,26	685.200,28	475.000,00	-	1.160.200,28	211.964,25
16		3.076.821,64	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	676.790,87	203.037,26	473.753,61	475.000,00	-	948.753,61	154.762,27
17		3.020.450,79	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	870.420,02	261.126,00	609.294,01	475.000,00	-	1.084.294,01	157.921,29
18		2.959.598,45	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	809.567,68	242.870,30	566.697,38	475.000,00	-	1.041.697,38	135.461,90
19		2.894.071,22	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	744.040,45	223.212,14	520.828,32	475.000,00	-	995.828,32	115.622,42
20		2.823.658,58	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	673.627,80	202.088,34	471.539,46	475.000,00	-	946.539,46	98.124,68

Tabla C.21 Precio propuesto US\$/MWh 80.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		3.704.851,22	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.554.820,45	466.446,13	1.088.374,31	475.000,00	-	1.563.374,31	1.395.869,92
2		3.701.516,07	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.551.485,30	465.445,59	1.086.039,71	475.000,00	-	1.561.039,71	1.244.451,30
3		3.694.839,10	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.544.808,33	463.442,50	1.081.365,83	475.000,00	-	1.556.365,83	1.107.790,46
4		3.684.803,62	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.284.772,85	385.431,85	899.340,99	475.000,00	-	1.374.340,99	873.418,55
5		3.671.382,84	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.521.352,06	456.405,62	1.064.946,44	475.000,00	-	1.539.946,44	873.806,97
6		3.654.539,75	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.504.508,98	451.352,69	1.053.156,28	475.000,00	-	1.528.156,28	774.211,53
7		3.634.226,99	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.484.196,22	445.258,86	1.038.937,35	475.000,00	-	1.513.937,35	684.828,37
8		3.610.386,58	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.210.355,80	363.106,74	847.249,06	475.000,00	-	1.322.249,06	534.034,22
9		3.582.949,67	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.432.918,90	429.875,67	1.003.043,23	475.000,00	-	1.478.043,23	532.997,21
10		3.551.836,22	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.401.805,44	420.541,63	981.263,81	475.000,00	-	1.456.263,81	468.877,97
11		3.516.954,58	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.366.923,81	410.077,14	956.846,66	475.000,00	-	1.431.846,66	411.621,70
12		3.478.201,08	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.078.170,31	323.451,09	754.719,21	475.000,00	-	1.229.719,21	315.638,29
13		3.435.459,49	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.285.428,72	385.628,62	899.800,10	475.000,00	-	1.374.800,10	315.068,70
14		3.388.600,47	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.238.569,69	371.570,91	866.998,78	475.000,00	-	1.341.998,78	274.599,54
15		3.337.480,87	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.187.450,10	356.235,03	831.215,07	475.000,00	-	1.306.215,07	238.640,61
16		3.281.943,09	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	881.912,31	264.573,69	617.338,62	475.000,00	-	1.092.338,62	178.184,09
17		3.221.814,17	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.071.783,40	321.535,02	750.248,38	475.000,00	-	1.225.248,38	178.450,49
18		3.156.905,02	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.006.874,24	302.062,27	704.811,97	475.000,00	-	1.179.811,97	153.422,26
19		3.087.009,31	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	936.978,53	281.093,56	655.884,97	475.000,00	-	1.130.884,97	131.303,41
20		3.011.902,48	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	861.871,71	258.561,51	603.310,20	475.000,00	-	1.078.310,20	111.784,93

Tabla C.22 Precio propuesto US\$/MWh 85.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		3.936.404,42	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.786.373,65	535.912,09	1.250.461,55	475.000,00	-	1.725.461,55	1.540.590,67
2		3.932.860,83	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.782.830,05	534.849,02	1.247.981,04	475.000,00	-	1.722.981,04	1.373.549,93
3		3.925.766,55	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.775.735,77	532.720,73	1.243.015,04	475.000,00	-	1.718.015,04	1.222.849,17
4		3.915.103,85	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.515.073,07	454.521,92	1.060.551,15	475.000,00	-	1.535.551,15	975.870,52
5		3.900.844,26	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.750.813,49	525.244,05	1.225.569,44	475.000,00	-	1.700.569,44	964.948,77
6		3.882.948,48	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.732.917,71	519.875,31	1.213.042,40	475.000,00	-	1.688.042,40	855.214,81
7		3.861.366,17	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.711.335,40	513.400,62	1.197.934,78	475.000,00	-	1.672.934,78	756.750,74
8		3.836.035,74	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.436.004,97	430.801,49	1.005.203,48	475.000,00	-	1.480.203,48	597.829,36
9		3.806.884,02	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.656.853,25	497.055,98	1.159.797,28	475.000,00	-	1.634.797,28	589.524,29
10		3.773.825,98	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.623.795,21	487.138,56	1.136.656,65	475.000,00	-	1.611.656,65	518.910,31
11		3.736.764,24	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.586.733,47	476.020,04	1.110.713,43	475.000,00	-	1.585.713,43	455.854,72
12		3.695.588,65	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.295.557,87	388.667,36	906.890,51	475.000,00	-	1.381.890,51	354.696,88
13		3.650.175,71	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.500.144,94	450.043,48	1.050.101,46	475.000,00	-	1.525.101,46	349.513,89
14		3.600.387,99	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.450.357,22	435.107,17	1.015.250,06	475.000,00	-	1.490.250,06	304.934,69
15		3.546.073,43	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.396.042,65	418.812,80	977.229,86	475.000,00	-	1.452.229,86	265.316,97
16		3.487.064,53	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.087.033,75	326.110,13	760.923,63	475.000,00	-	1.235.923,63	201.605,92
17		3.423.177,56	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.273.146,79	381.944,04	891.202,75	475.000,00	-	1.366.202,75	198.979,70
18		3.354.211,58	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.204.180,81	361.254,24	842.926,56	475.000,00	-	1.317.926,56	171.382,63
19		3.279.947,39	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.129.916,61	338.974,98	790.941,63	475.000,00	-	1.265.941,63	146.984,40
20		3.200.146,39	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.050.115,61	315.034,68	735.080,93	475.000,00	-	1.210.080,93	125.445,18

Tabla C.23 Precio propuesto US\$/MWh 90.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		4.167.957,62	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.017.926,85	605.378,05	1.412.548,79	475.000,00	-	1.887.548,79	1.685.311,42
2		4.164.205,58	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.014.174,81	604.252,44	1.409.922,37	475.000,00	-	1.884.922,37	1.502.648,57
3		4.156.693,99	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.006.663,22	601.998,97	1.404.664,25	475.000,00	-	1.879.664,25	1.337.907,89
4		4.145.404,07	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.745.373,30	523.611,99	1.221.761,31	475.000,00	-	1.696.761,31	1.078.322,49
5		4.130.305,69	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.980.274,92	594.082,48	1.386.192,44	475.000,00	-	1.861.192,44	1.056.090,58
6		4.111.357,22	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.961.326,45	588.397,93	1.372.928,51	475.000,00	-	1.847.928,51	936.218,09
7		4.088.505,36	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.938.474,59	581.542,38	1.356.932,21	475.000,00	-	1.831.932,21	828.673,10
8		4.061.684,90	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.661.654,13	498.496,24	1.163.157,89	475.000,00	-	1.638.157,89	661.624,50
9		4.030.818,38	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.880.787,61	564.236,28	1.316.551,32	475.000,00	-	1.791.551,32	646.051,37
10		3.995.815,74	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.845.784,97	553.735,49	1.292.049,48	475.000,00	-	1.767.049,48	568.942,64
11		3.956.573,90	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.806.543,13	541.962,94	1.264.580,19	475.000,00	-	1.739.580,19	500.087,74
12		3.912.976,21	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.512.945,44	453.883,63	1.059.061,81	475.000,00	-	1.534.061,81	393.755,46
13		3.864.891,93	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.714.861,16	514.458,35	1.200.402,81	475.000,00	-	1.675.402,81	383.959,08
14		3.812.175,52	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.662.144,75	498.643,43	1.163.501,33	475.000,00	-	1.638.501,33	335.269,83
15		3.754.665,98	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.604.635,21	481.390,56	1.123.244,65	475.000,00	-	1.598.244,65	291.993,32
16		3.692.185,97	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.292.155,20	387.646,56	904.508,64	475.000,00	-	1.379.508,64	225.027,74
17		3.624.540,95	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.474.510,17	442.353,05	1.032.157,12	475.000,00	-	1.507.157,12	219.508,91
18		3.551.518,14	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.401.487,37	420.446,21	981.041,16	475.000,00	-	1.456.041,16	189.343,00
19		3.472.885,47	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.322.854,70	396.856,41	925.998,29	475.000,00	-	1.400.998,29	162.665,40
20		3.388.390,29	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.238.359,52	371.507,86	866.851,66	475.000,00	-	1.341.851,66	139.105,42

Tabla C.24 Precio propuesto US\$/MWh 95.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		4.399.510,82	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.249.480,05	674.844,02	1.574.636,04	475.000,00	-	2.049.636,04	1.830.032,17
2		4.395.550,33	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.245.519,56	673.655,87	1.571.863,69	475.000,00	-	2.046.863,69	1.631.747,20
3		4.387.621,44	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.237.590,66	671.277,20	1.566.313,46	475.000,00	-	2.041.313,46	1.452.966,60
4		4.375.704,30	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.975.673,53	592.702,06	1.382.971,47	475.000,00	-	1.857.971,47	1.180.774,46
5		4.359.767,12	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.209.736,34	662.920,90	1.546.815,44	475.000,00	-	2.021.815,44	1.147.232,38
6		4.339.765,95	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.189.735,18	656.920,55	1.532.814,63	475.000,00	-	2.007.814,63	1.017.221,37
7		4.315.644,55	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.165.613,78	649.684,13	1.515.929,64	475.000,00	-	1.990.929,64	900.595,46
8		4.287.334,06	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.887.303,29	566.190,99	1.321.112,30	475.000,00	-	1.796.112,30	725.419,63
9		4.254.752,73	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.104.721,96	631.416,59	1.473.305,37	475.000,00	-	1.948.305,37	702.578,45
10		4.217.805,51	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.067.774,73	620.332,42	1.447.442,31	475.000,00	-	1.922.442,31	618.974,97
11		4.176.383,56	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.026.352,79	607.905,84	1.418.446,95	475.000,00	-	1.893.446,95	544.320,75
12		4.130.363,78	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.730.333,01	519.099,90	1.211.233,11	475.000,00	-	1.686.233,11	432.814,04
13		4.079.608,15	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.929.577,37	578.873,21	1.350.704,16	475.000,00	-	1.825.704,16	418.404,27
14		4.023.963,05	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.873.932,28	562.179,68	1.311.752,60	475.000,00	-	1.786.752,60	365.604,98
15		3.963.258,54	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.813.227,76	543.968,33	1.269.259,43	475.000,00	-	1.744.259,43	318.669,68
16		3.897.307,41	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.497.276,64	449.182,99	1.048.093,65	475.000,00	-	1.523.093,65	248.449,57
17		3.825.904,33	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.675.873,56	502.762,07	1.173.111,49	475.000,00	-	1.648.111,49	240.038,11
18		3.748.824,71	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.598.793,93	479.638,18	1.119.155,75	475.000,00	-	1.594.155,75	207.303,36
19		3.665.823,55	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.515.792,78	454.737,83	1.061.054,94	475.000,00	-	1.536.054,94	178.346,39
20		3.576.634,20	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.426.603,43	427.981,03	998.622,40	475.000,00	-	1.473.622,40	152.765,67

Tabla C.25 Precio propuesto US\$/MWh 100.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		4.631.064,03	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.481.033,25	744.309,98	1.736.723,28	475.000,00	-	2.211.723,28	1.974.752,93
2		4.626.895,09	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.476.864,32	743.059,29	1.733.805,02	475.000,00	-	2.208.805,02	1.760.845,84
3		4.618.548,88	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.468.518,11	740.555,43	1.727.962,67	475.000,00	-	2.202.962,67	1.568.025,32
4		4.606.004,53	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.205.973,75	661.792,13	1.544.181,63	475.000,00	-	2.019.181,63	1.283.226,43
5		4.589.228,54	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.439.197,77	731.759,33	1.707.438,44	475.000,00	-	2.182.438,44	1.238.374,18
6		4.568.174,69	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.418.143,91	725.443,17	1.692.700,74	475.000,00	-	2.167.700,74	1.098.224,66
7		4.542.783,74	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.392.752,96	717.825,89	1.674.927,07	475.000,00	-	2.149.927,07	972.517,82
8		4.512.983,22	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.112.952,45	633.885,73	1.479.066,71	475.000,00	-	1.954.066,71	789.214,77
9		4.478.687,09	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.328.656,31	698.596,89	1.630.059,42	475.000,00	-	2.105.059,42	759.105,53
10		4.439.795,27	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.289.764,50	686.929,35	1.602.835,15	475.000,00	-	2.077.835,15	669.007,31
11		4.396.193,22	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.246.162,45	673.848,74	1.572.313,72	475.000,00	-	2.047.313,72	588.553,77
12		4.347.751,35	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.947.720,58	584.316,17	1.363.404,40	475.000,00	-	1.838.404,40	471.872,62
13		4.294.324,37	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.144.293,59	643.288,08	1.501.005,51	475.000,00	-	1.976.005,51	452.849,46
14		4.235.750,58	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.085.719,81	625.715,94	1.460.003,87	475.000,00	-	1.935.003,87	395.940,13
15		4.171.851,09	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.021.820,32	606.546,10	1.415.274,22	475.000,00	-	1.890.274,22	345.346,03
16		4.102.428,86	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.702.398,08	510.719,43	1.191.678,66	475.000,00	-	1.666.678,66	271.871,39
17		4.027.267,72	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.877.236,95	563.171,08	1.314.065,86	475.000,00	-	1.789.065,86	260.567,32
18		3.946.131,27	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.796.100,50	538.830,15	1.257.270,35	475.000,00	-	1.732.270,35	225.263,73
19		3.858.761,63	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.708.730,86	512.619,26	1.196.111,60	475.000,00	-	1.671.111,60	194.027,38
20		3.764.878,10	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.614.847,33	484.454,20	1.130.393,13	475.000,00	-	1.605.393,13	166.425,91

Tabla C.26 Precio propuesto US\$/MWh 105.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		4.862.617,23	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.712.586,45	813.775,94	1.898.810,52	475.000,00	-	2.373.810,52	2.119.473,68
2		4.858.239,84	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.708.209,07	812.462,72	1.895.746,35	475.000,00	-	2.370.746,35	1.889.944,48
3		4.849.476,32	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.699.445,55	809.833,67	1.889.611,89	475.000,00	-	2.364.611,89	1.683.084,03
4		4.836.304,75	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.436.273,98	730.882,19	1.705.391,79	475.000,00	-	2.180.391,79	1.385.678,40
5		4.818.689,97	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.668.659,20	800.597,76	1.868.061,44	475.000,00	-	2.343.061,44	1.329.515,99
6		4.796.583,42	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.646.552,65	793.965,79	1.852.586,85	475.000,00	-	2.327.586,85	1.179.227,94
7		4.769.922,92	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.619.892,15	785.967,64	1.833.924,50	475.000,00	-	2.308.924,50	1.044.440,19
8		4.738.632,38	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.338.601,61	701.580,48	1.637.021,13	475.000,00	-	2.112.021,13	853.009,91
9		4.702.621,44	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.552.590,67	765.777,20	1.786.813,47	475.000,00	-	2.261.813,47	815.632,61
10		4.661.785,03	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.511.754,26	753.526,28	1.758.227,98	475.000,00	-	2.233.227,98	719.039,64
11		4.616.002,88	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.465.972,11	739.791,63	1.726.180,48	475.000,00	-	2.201.180,48	632.786,79
12		4.565.138,92	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.165.108,14	649.532,44	1.515.575,70	475.000,00	-	1.990.575,70	510.931,20
13		4.509.040,58	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.359.009,81	707.702,94	1.651.306,87	475.000,00	-	2.126.306,87	487.294,65
14		4.447.538,11	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.297.507,34	689.252,20	1.608.255,14	475.000,00	-	2.083.255,14	426.275,28
15		4.380.443,64	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.230.412,87	669.123,86	1.561.289,01	475.000,00	-	2.036.289,01	372.022,39
16		4.307.550,30	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.907.519,53	572.255,86	1.335.263,67	475.000,00	-	1.810.263,67	295.293,22
17		4.228.631,10	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.078.600,33	623.580,10	1.455.020,23	475.000,00	-	1.930.020,23	281.096,52
18		4.143.437,83	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.993.407,06	598.022,12	1.395.384,94	475.000,00	-	1.870.384,94	243.224,09
19		4.051.689,71	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.901.668,94	570.500,68	1.331.168,26	475.000,00	-	1.806.168,26	209.708,38
20		3.953.122,01	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.803.091,24	540.927,37	1.262.163,86	475.000,00	-	1.737.163,86	180.086,16

Tabla C.27 Precio propuesto US\$/MWh 110.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		5.094.170,43	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.944.139,65	883.241,90	2.060.897,76	475.000,00	-	2.535.897,76	2.264.194,43
2		5.089.584,60	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.939.553,83	881.866,15	2.057.687,68	475.000,00	-	2.532.687,68	2.019.043,11
3		5.080.403,77	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.930.372,99	879.111,90	2.051.261,10	475.000,00	-	2.526.261,10	1.798.142,75
4		5.066.604,98	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.666.574,21	799.972,26	1.866.601,94	475.000,00	-	2.341.601,94	1.488.130,37
5		5.048.151,40	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.898.120,63	869.436,19	2.028.684,44	475.000,00	-	2.503.684,44	1.420.657,79
6		5.024.992,16	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.874.961,38	862.488,41	2.012.472,97	475.000,00	-	2.487.472,97	1.260.231,22
7		4.997.062,11	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.847.031,34	854.109,40	1.992.921,93	475.000,00	-	2.467.921,93	1.116.362,55
8		4.964.281,54	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.564.250,77	769.275,23	1.794.975,54	475.000,00	-	2.269.975,54	916.805,05
9		4.926.555,80	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.776.525,02	832.957,51	1.943.567,52	475.000,00	-	2.418.567,52	872.159,69
10		4.883.774,80	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.733.744,02	820.123,21	1.913.620,82	475.000,00	-	2.388.620,82	769.071,98
11		4.835.812,55	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.685.781,77	805.734,53	1.880.047,24	475.000,00	-	2.355.047,24	677.019,81
12		4.782.526,48	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.382.495,71	714.748,71	1.667.747,00	475.000,00	-	2.142.747,00	549.989,78
13		4.723.756,80	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.573.726,03	772.117,81	1.801.608,22	475.000,00	-	2.276.608,22	521.739,85
14		4.659.325,64	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.509.294,87	752.788,46	1.756.506,41	475.000,00	-	2.231.506,41	456.610,42
15		4.589.036,20	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.439.005,43	731.701,63	1.707.303,80	475.000,00	-	2.182.303,80	398.698,74
16		4.512.671,74	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.112.640,97	633.792,29	1.478.848,68	475.000,00	-	1.953.848,68	318.715,04
17		4.429.994,49	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.279.963,72	683.989,12	1.595.974,60	475.000,00	-	2.070.974,60	301.625,73
18		4.340.744,40	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.190.713,62	657.214,09	1.533.499,54	475.000,00	-	2.008.499,54	261.184,46
19		4.244.637,80	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.094.607,02	628.382,11	1.466.224,92	475.000,00	-	1.941.224,92	225.389,37
20		4.141.365,91	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	1.991.335,14	597.400,54	1.393.934,60	475.000,00	-	1.868.934,60	193.746,40

Tabla C.28 Precio propuesto US\$/MWh 115.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad despues del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		5.325.723,63	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.175.692,86	952.707,86	2.222.985,00	475.000,00	-	2.697.985,00	2.408.915,18
2		5.320.929,35	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.170.898,58	951.269,57	2.219.629,01	475.000,00	-	2.694.629,01	2.148.141,75
3		5.311.331,21	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.161.300,44	948.390,13	2.212.910,31	475.000,00	-	2.687.910,31	1.913.201,46
4		5.296.905,21	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.896.874,43	869.062,33	2.027.812,10	475.000,00	-	2.502.812,10	1.590.582,34
5		5.277.612,83	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.127.582,05	938.274,62	2.189.307,44	475.000,00	-	2.664.307,44	1.511.799,59
6		5.253.400,89	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.103.370,12	931.011,04	2.172.359,08	475.000,00	-	2.647.359,08	1.341.234,50
7		5.224.201,30	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.074.170,52	922.251,16	2.151.919,37	475.000,00	-	2.626.919,37	1.188.284,91
8		5.189.930,70	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.789.899,93	836.969,98	1.952.929,95	475.000,00	-	2.427.929,95	980.600,19
9		5.150.490,15	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.000.459,38	900.137,81	2.100.321,56	475.000,00	-	2.575.321,56	928.686,77
10		5.105.764,56	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.955.733,79	886.720,14	2.069.013,65	475.000,00	-	2.544.013,65	819.104,31
11		5.055.622,21	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.905.591,43	871.677,43	2.033.914,00	475.000,00	-	2.508.914,00	721.252,82
12		4.999.914,05	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.599.883,28	779.964,98	1.819.918,29	475.000,00	-	2.294.918,29	589.048,37
13		4.938.473,02	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.788.442,25	836.532,67	1.951.909,57	475.000,00	-	2.426.909,57	556.185,04
14		4.871.113,17	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.721.082,40	816.324,72	1.904.757,68	475.000,00	-	2.379.757,68	486.945,57
15		4.797.628,75	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.647.597,98	794.279,39	1.853.318,59	475.000,00	-	2.328.318,59	425.375,10
16		4.717.793,18	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.317.762,41	695.328,72	1.622.433,69	475.000,00	-	2.097.433,69	342.136,87
17		4.631.357,88	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.481.327,10	744.398,13	1.736.928,97	475.000,00	-	2.211.928,97	322.154,94
18		4.538.050,96	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.388.020,19	716.406,06	1.671.614,13	475.000,00	-	2.146.614,13	279.144,82
19		4.437.575,88	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.287.545,10	686.263,53	1.601.281,57	475.000,00	-	2.076.281,57	241.070,36
20		4.329.609,82	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.179.579,05	653.873,71	1.525.705,33	475.000,00	-	2.000.705,33	207.406,65

Tabla C.29 Precio propuesto US\$/MWh 120.00 [10]

Año	Inversión del Proyecto	Ingreso por Venta de Energía	Inversión por Mantenimiento Mayor	Costos Fijos	Costos Variables	Depreciación	Utilidad antes del Impuesto	Impuesto	Utilidad después del Impuesto	Depreciación	Pago por la compra de Energía Eléctrica	Flujo de Caja	Valor actual
0	9.500.000,00											-9.500.000,00	
1		5.557.276,83	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.407.246,06	1.022.173,82	2.385.072,24	475.000,00	-	2.860.072,24	2.553.635,93
2		5.552.274,11	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.402.243,33	1.020.673,00	2.381.570,33	475.000,00	-	2.856.570,33	2.277.240,38
3		5.542.258,66	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.392.227,88	1.017.668,36	2.374.559,52	475.000,00	-	2.849.559,52	2.028.260,18
4		5.527.205,43	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.127.174,66	938.152,40	2.189.022,26	475.000,00	-	2.664.022,26	1.693.034,31
5		5.507.074,25	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.357.043,48	1.007.113,04	2.349.930,44	475.000,00	-	2.824.930,44	1.602.941,39
6		5.481.809,62	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.331.778,85	999.533,66	2.332.245,20	475.000,00	-	2.807.245,20	1.422.237,78
7		5.451.340,48	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.301.309,71	990.392,91	2.310.916,80	475.000,00	-	2.785.916,80	1.260.207,28
8		5.415.579,87	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.015.549,09	904.664,73	2.110.884,36	475.000,00	-	2.585.884,36	1.044.395,32
9		5.374.424,50	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.224.393,73	967.318,12	2.257.075,61	475.000,00	-	2.732.075,61	985.213,85
10		5.327.754,33	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.177.723,55	953.317,07	2.224.406,49	475.000,00	-	2.699.406,49	869.136,64
11		5.275.431,87	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.125.401,10	937.620,33	2.187.780,77	475.000,00	-	2.662.780,77	765.485,84
12		5.217.301,62	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.817.270,85	845.181,25	1.972.089,59	475.000,00	-	2.447.089,59	628.106,95
13		5.153.189,24	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	3.003.158,47	900.947,54	2.102.210,93	475.000,00	-	2.577.210,93	590.630,23
14		5.082.900,70	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.932.869,93	879.860,98	2.053.008,95	475.000,00	-	2.528.008,95	517.280,72
15		5.006.221,31	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.856.190,54	856.857,16	1.999.333,37	475.000,00	-	2.474.333,37	452.051,46
16		4.922.914,63	250.000,00	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.522.883,85	756.865,16	1.766.018,70	475.000,00	-	2.241.018,70	365.558,69
17		4.832.721,26	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.682.690,49	804.807,15	1.877.883,34	475.000,00	-	2.352.883,34	342.684,14
18		4.735.357,52	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.585.326,75	775.598,03	1.809.728,73	475.000,00	-	2.284.728,73	297.105,19
19		4.630.513,96	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.480.483,19	744.144,96	1.736.338,23	475.000,00	-	2.211.338,23	256.751,35
20		4.517.853,72	-	357.143,00	1.317.887,77	475.000,00	2.367.822,95	710.346,89	1.657.476,07	475.000,00	-	2.132.476,07	221.066,90

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ley de Concesiones Eléctricas, "Decreto Ley No. 25844", Perú, 19 de noviembre de 1992.
- [2] Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, "Decreto supremo N° 009-93-EM", Perú, 25 de febrero de 1993.
- [3] Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica "Ley 28832", Perú, 26 de julio de 2006.
- [4] Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables "Decreto Legislativo N° 1002" , Perú, 02 de mayo del 2008.
- [5] Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables "Decreto Supremo N° 012-2011-EM", Perú, 23 de marzo de 2011.
- [6] Base para la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables, Perú, Resolución Vice Ministerial Energía y Minas N° 113-2009-MEM, 11 de diciembre de 2009.
- [7] Procedimientos Operativos, Perú, "COES-SINAC Comité de Operación Económica del Sistema- Sistema Interconectado Nacional.
- [8] Procedimientos Regulatorios, Perú, "OSINERGMIN Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería"
- [9] Siemens Steam Turbines: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/steam-turbines/sst-300.htm>