



Valorización de las externalidades y recomposición del parque óptimo de Generación Eléctrica

Documento de Trabajo N° 28

Raúl García Carpio
Tatiana Nario Lazo
Raúl Pérez-Reyes Espejo

Oficina de Estudios Económicos

Lima, Enero 2011

OSINERGMIN

Externalidades en generación eléctrica y su impacto en la composición del parque generador óptimo

Documento de Trabajo N° 28, preparado por la Oficina de Estudios Económicos (OEE)

Está permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente.

Elaborado por: Raúl García Carpio, Tatiana Nario Lazo y Raúl Pérez – Reyes Espejo.

Primera versión: Julio del 2010.

Versión Final: Julio 2012.

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

OSINERG

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar

Lima, Perú

Tel. (511) 219-3400, anexo 1057

Fax (511) 219-3413

http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/78.htm

Correo electrónico: rgarcia@osinerg.gob.pe; tnario@osinerg.gob.pe; rperezreyes@osinerg.gob.pe.

Contenido

1.	Antecedentes	5
2.	Marco conceptual	8
2.1.	Externalidades.....	8
2.1.1.	La generación eléctrica como una externalidad negativa.....	8
2.1.2.	Nivel óptimo de contaminación.....	9
2.2.	Costos privados y composición óptima del parque generador	14
2.3.	Valoración económica del daño ambiental.....	15
2.3.1.	Métodos de Valoración.....	16
3.	Composición Óptima del Sistema Eléctrico Peruano.....	18
3.1.	Situación del Parque Generador a costos privados	18
3.2.	Situación del Parque Generador a costos privados bajo incertidumbre....	23
3.3.	Externalidades originadas en el proceso de generación eléctrica	25
3.4.	Valoración monetaria de externalidades en generación eléctrica bajo la metodología Externe.....	29
3.4.1.	Descripción del proyecto Externe	29
3.4.2.	Metodología Externe	29
3.4.3.	Resultados.....	30
3.5.	Valoración económica de impactos ambientales generados por una central hidráulica	33
3.6.	Valoración económica de los impactos generados por una central nuclear	36
3.7.	Valoración económica de ahorros de emisiones de CO ₂ generados por Central de Biomasa y de Biogás.....	38
3.8.	Recomposición del parque generador incluyendo externalidades.....	39
3.9.	Recomposición del parque generador incluyendo externalidades bajo incertidumbre.....	42
3.10.	Composición del Parque Generador actual	44
4.	Análisis de sensibilidad	46
4.1.	Sensibilidad ante variaciones de la demanda	46
4.2.	Sensibilidad ante el incremento en la capacidad de la Central de Biogás	47
4.3.	Sensibilidad ante el cambio en los precios del petróleo y gas natural	49
4.4.	Sensibilidad ante el cambio en el costo de inversión de la central hidráulica	50
4.5.	Relación entre el margen de reserva, VOLL y LOLP	51
4.6.	Sensibilidad ante un escenario con cambios conjuntos en el precio del petróleo, capacidad de la Central de Biogás y el costo de oportunidad del capital	51
5.	Análisis del Decreto Legislativo N° 1002: utilización de energías renovables	56
6.	Impacto de los incrementos en los costos de generación eléctrica sobre las tarifas para clientes residenciales finales.....	58
7.	Conclusiones y Recomendaciones	60
8.	Bibliografía.....	62
	Anexo N° 1: Minimización de costo de generación eléctrica.....	65
	Anexo N° 2: Energía producida y potencia instalada a costos privados	70

Anexo N° 3: Energía producida y potencia instalada a costos privados bajo incertidumbre.....	71
Anexo N° 4: Función exponencial para la curva de duración de la demanda	72
Anexo N° 5: Transferencia de valores, Metodología Externe	75
Anexo N° 6: Transferencia de valores para Central hidráulica	76
Anexo N° 7: Valoración de ahorro de emisiones de CO ₂	77
Anexo N° 8: Energía producida y potencia instalada incluyendo costos sociales... 78	
Anexo N° 9: Energía producida y potencia instalada incluyendo costos sociales bajo incertidumbre.....	79

1. Antecedentes ¹

Dos de las características de las reformas de la industria eléctrica, a nivel mundial, fueron: (i) la confianza en la posibilidad de crear condiciones de competencia ex-post en la generación de electricidad, lo cual conducía a la política pública de separación vertical (*unbundling*) de la industria eléctrica (Hunt, 2002); y, (ii) la pérdida de importancia de la planificación energética en el diseño de políticas públicas sectoriales. Apenas la necesidad de evaluar nuevas líneas de transmisión justificaba la preocupación por el crecimiento futuro de la demanda y por los impactos ambientales que el crecimiento del parque generador implicaría.

Estaba implícito en esta visión, el que los precios de generación libremente determinados por el mercado, eran una señal suficiente de escasez relativa para atraer más generación cuando la demanda creciera rápidamente y los precios en los mercados spot aumentaran como consecuencia de dicho crecimiento.

Esta visión consideraba que el comportamiento de los mercados eléctricos es similar al de otros mercados de productos masivos: fideos, arroz, azúcar, etc., con baja especificidad de activos y que por tanto es relativamente fácil entrar y salir del mercado eléctrico, de forma que una expectativa de mayor beneficio sería un incentivo suficiente para una mayor entrada de empresas de generación al mercado, lo que atenuaría el incremento inicial de precios asociado a la escasez.

A casi 30 años de las primeras reformas eléctricas orientadas hacia el mercado, es claro que los precios han sido una señal importante para atraer inversión, principalmente privada, en la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, también resulta claro que la entrada y salida de empresas en los mercados eléctricos no es tan fácil como se conjeturaba, por tanto los diversos mercados eléctricos nacionales y subnacionales no son tan desafiables (contestables) como se deseaba, lo que se refleja en un número pequeño de agentes en la oferta, una concentración industrial al borde de ser elevada, en el caso del Perú, precios elevados en el mercado spot que se ajustan lentamente hacia abajo debido a rigideces nominales contractuales y los problemas de falta de contratos de mediano y largo plazo que tuvieron las distribuidoras de electricidad, entre otros.

¹ Se agradece a Ernán Conislla por sus comentarios a una versión anterior de este documento.

La respuesta a algunos de estos problemas, a nivel mundial, ha sido una mayor desconfianza de las políticas públicas respecto de la capacidad real de tener un mercado de generación eléctrico competitivo ex-post. Las reformas emprendidas en los últimos 5 años en buena parte de América Latina, reflejan ello, pues se está pasando de un enfoque de competencia en el mercado (ex-post) a uno de competencia por el mercado (ex-ante), representado por una importante utilización de subastas de largo plazo para cerrar los contratos de las distribuidoras.

Asociada a esta desconfianza en la competencia en el mercado (ex-post), las subastas de largo plazo se enfrenta al riesgo en los flujos de caja vinculado a las incertidumbres futuras en relación con los mecanismos de despacho, pago de la potencia instalada, riesgos climatológicos (sequía extrema) y efectos del cambio climático. Esto requiere de una intervención del Estado no sólo para asegurar la disponibilidad de transmisión sino también la confiabilidad del sistema eléctrico, de forma que el sistema eléctrico no sólo debe preocuparse por la reserva operativa (reserva caliente) sino que se comienzan a utilizar mecanismos de aseguramiento de la reserva de mediano plazo (reserva fría) del sistema eléctrico.

Esto plantea la necesidad de proyectar la demanda eléctrica de mediano plazo y las tecnologías que pueden abastecer esa mayor demanda al menor costo posible para los usuarios del sistema eléctrico y para la sociedad en su conjunto.

Actualmente la generación eléctrica en nuestro país se realiza predominantemente con centrales hidroeléctricas (cerca de un 60%), aunque en los últimos años debido al proyecto de Camisea, la participación de las centrales térmicas se ha incrementado por a la entrada de centrales a gas natural a ciclo simple y ciclo combinado². Esto último ha permitido disminuir la participación de centrales con mayor impacto ambiental como son las basadas en diesel y residual.

No obstante estos avances, existe cierta discusión sobre cómo debería evolucionar el parque generador en el futuro teniendo en cuenta aspectos tales como el impacto ambiental de las diferentes tecnologías, los usos alternativos de los recursos no renovables como el gas natural y la incertidumbre sobre su disponibilidad tanto en el mediano y largo plazo.

² En el 2009, la producción de energía fue de 62.91% en centrales hidráulicas y 37.09% en centrales térmicas, según datos estadísticos anuales del COES.

Las centrales hidroeléctricas tienen asociados problemas de incertidumbre debido a la evolución de la hidrología, (que se vería agudizada en el futuro por el cambio climático), mientras que en el caso del gas natural existe incertidumbre sobre la evolución de las reservas y problemas para ampliar la infraestructura asociada a su producción y transporte, así como la demanda potencial en usos como el gas natural vehicular y la industria petroquímica³.

En este contexto, la promoción de energías renovables no convencionales (ERNC) se ha visto como una alternativa, habiéndose promulgado ya el Decreto Legislativo 1002, “Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables” donde se establece que el MINEM fijará una cuota cada cinco años de participación en el parque generador para este tipo de centrales. Esta cuota ha sido fijada inicialmente en un 5%. En otros países como Argentina y Chile esta cuota ha sido establecida en 8%.

El mecanismo usado para alcanzar esta cuota consiste en un sistema de remuneración basado en un ingreso garantizado (producto de una subasta de energía), el cuál es recuperado mediante el cobro del precio *spot* de electricidad, donde se le asegura el despacho a estas centrales. Si esta remuneración no alcanza para recuperar sus ofertas OSINERGMIN calculará unas “primas” destinadas a asegurar que se recuperen los costos ofertados.

El análisis de este tipo de medidas y otros de carácter más general como la dirección de la política energética en aspectos tales como el impositivo y el uso del gas natural en el mercado interno o su exportación, requiere tratar de identificar y valorar los costos de las diferentes tecnologías sobre la sociedad y de esta forma mediante instrumentos de política direccionar la inversión hacia las tecnologías más atractivas si los mecanismos de mercado son insuficientes para hacerlo.

Este es el objetivo del presente documento, en el cual se valorizan las externalidades de las diferentes tecnologías y se suman estos costos a los costos privados disponibles a fin de obtener una estimación de los costos sociales de cada tecnología de generación eléctrica y ver cómo se recompondría el parque generador óptimo al compararlo con un esquema de planificación basada en costos privados.

³ Según GTZ (Cooperación Técnica Alemana) la demanda global por energía crecerá en 55% para el 2030, 70% de este crecimiento se dará por parte de los países en desarrollo.

Es importante mencionar que existen algunos estudios anteriores que han tratado de estimar la composición óptima del parque generador incluyendo las externalidades como el presentado por IPAE (2009), en el que se proyectó una participación de la central eólica en la potencia total instalada del 15.20% para el 2018. Por otro lado, Mori y De la Cruz (2005) también realizaron cálculos sobre la composición óptima del parque generador, pero sin incluir las externalidades.

2. Marco conceptual

2.1. Externalidades⁴

Dentro del análisis económico es importante que los precios reflejen los costos reales no sólo los privados, sino también los sociales. De lo contrario se genera una asignación ineficiente de los recursos en el mercado, ya que este no estaría incorporando los efectos que tienen las externalidades sobre terceros, lo que reduce finalmente en el bienestar social.

Siguiendo a Shavell (2004) una externalidad se define como la acción de un agente económico (consumidor o productor) si afecta o puede afectar el bienestar de otro agente económico, tomando como referencia un nivel de bienestar estándar. Por ejemplo, la construcción de una central hidroeléctrica por parte de una empresa generadora de electricidad que inunda tierras fértiles al construir una represa afectará el desarrollo de algunas actividades productivas (ganadería, agricultura) que se realicen en el lugar, afectando el bienestar de los pobladores de dicho lugar.

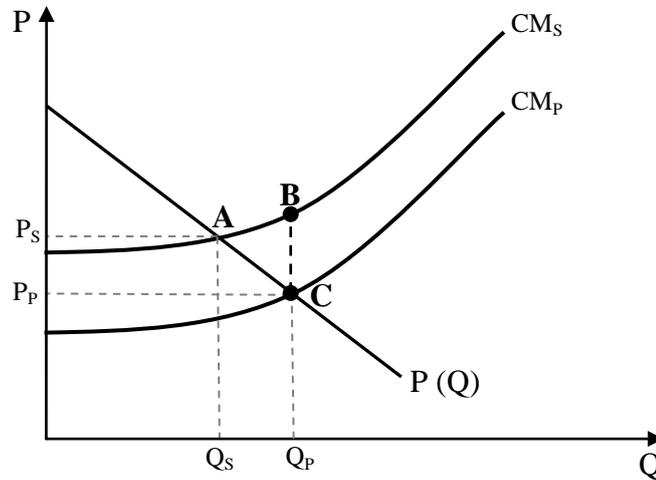
2.1.1. La generación eléctrica como una externalidad negativa⁵

La generación eléctrica origina contaminación de suelo, aire y agua; crea residuos sólidos, y contribuye al calentamiento global. Esta contaminación es considerada como una externalidad negativa, que representan costos sociales en los que no incurre el productor. Veamos la figura N° 1 para comprender este concepto.

⁴ Varian (2005)

⁵ Dahl (2004)

Gráfico N°1: Efecto de una externalidad negativa



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En la figura anterior, $P(Q)$ representa la función de demanda o los beneficios marginales en el mercado de energía, y CM_P representa los costos marginales privados. Asumimos que la generación de electricidad origina contaminación; si incluimos estos costos externos, la curva de oferta que representa los costos privados y externos sería CM_S . La asignación del mercado a costos privados sería en Q_P y P_P . En este caso, los verdaderos costos sociales son mayores que los beneficios, y el área dentro de ABC representa la pérdida de eficiencia social. Si pudiéramos internalizar las externalidades, los costos sociales igualarían los costos privados y la nueva asignación del mercado sería Q_S y P_S .

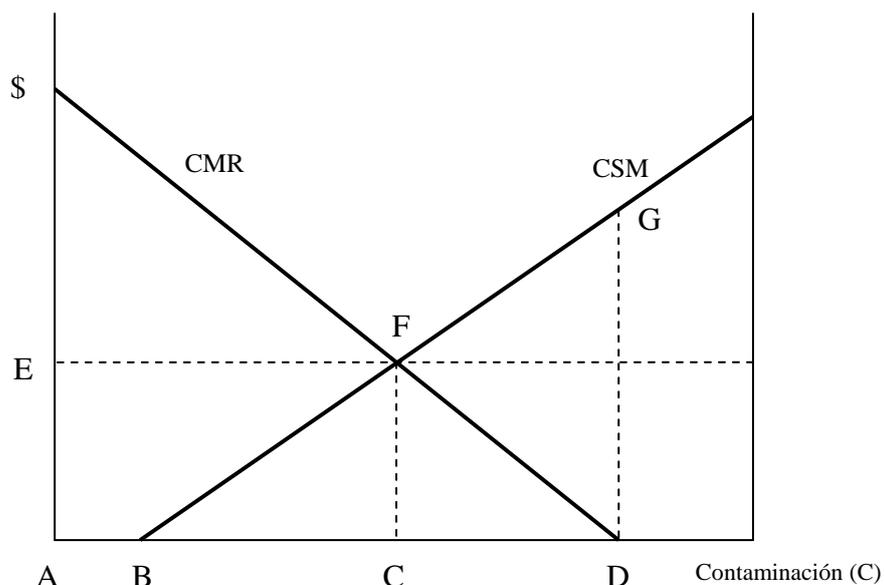
2.1.2. Nivel óptimo de contaminación⁶

Consideremos el caso de una central térmica que utiliza carbón como combustible, la empresa emite contaminantes que dañan la calidad del aire de los alrededores. La empresa puede reducir sus emisiones de contaminación a un determinado costo, veamos la figura N° 2.

⁶ Pindyck y Rubinfeld (2001)

El eje de abscisas representa el nivel de emisiones de la central y el de ordenadas, el costo por unidad de las emisiones. La curva CSM representa el costo social marginal de las emisiones, muestra el daño adicional causado por las emisiones de la central y tiene pendiente positiva porque el costo marginal de la externalidad es mayor cuanto más extensa es ésta.

Gráfico N°2: Costo marginal de generar emisiones (CSM) y costo marginal de la reducción de emisiones (CMR)



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

La curva CMR es el costo marginal de la reducción de sus emisiones, mide el costo adicional que tiene la empresa con la finalidad de controlar la contaminación, los costos marginales son mayores para las primeras unidades. Como la reducción es costosa y no aporta ningún beneficio directo a la empresa, el nivel de emisiones que maximiza sus beneficios es D, que es el nivel en el que el costo marginal de reducción es cero. El nivel eficiente de contaminación se encuentra en el punto F, en el cual el costo social marginal de las emisiones es igual al costo marginal de reducirlas.

En la figura N° 2, si los agentes tienen los derechos de propiedad sobre la fuente de energía, entonces el nivel de contaminación será B. Con menos contaminación que B, ellos no sufrirán ningún daño; y cuando el nivel de contaminación es mayor que B, habrá cierto nivel de daño. Si los contaminadores tienen el derecho de propiedad sobre la fuente de energía entonces el nivel de contaminación será D.

Sin embargo, si los derechos de propiedad no están bien definidos, el nivel de contaminación será probablemente D, y será muy difícil detener la contaminación. El nivel eficiente de contaminación se establecerá en C. Si el nivel de contaminación es menor a C, el beneficio marginal de la contaminación será mayor al daño marginal. Si son mayores que C, los costos son mayores a los beneficios, por lo tanto, la sociedad pierde.

Si los grupos de contaminadores y contaminados son grandes, se podría llegar a un acuerdo entre ambos, y llegar a una solución óptima. Por ejemplo, supongamos que el contaminador es una central de biomasa, cuyos residuos afectan un río adyacente a un centro poblado, que inicialmente la central tiene los derechos de propiedad sobre el río y que el nivel de contaminación es D. Para la última unidad de contaminación, sería óptimo que la población acepte la contaminación atmosférica si paga algo menor a GD para que la central no contamine.

La negociación entre ambas continuará hasta que se llegue al nivel óptimo de contaminación C. Este es el resultado al que llegó Coase, quién notó que dados unos derechos de propiedad bien definidos y la ausencia de costos de transacción, se llega a un nivel óptimo de contaminación que se genera de la negociación entre ambas partes, sin importar quien posee los derechos de propiedad en el momento inicial.

Por otro lado, Shavell (2004) menciona que dados los derechos de propiedad de dos agentes, la acción de un agente genera una externalidad si afecta el bienestar de otro agente en comparación con una situación de referencia. Para que ocurra una externalidad, el agente debe poseer un derecho de propiedad relevante para que sea afectado. Por otro lado, si la “situación de referencia” cambia, puede que no ocurra una externalidad, la definición de esta “situación de referencia” va a indicar si se trata de una externalidad positiva o negativa.

Si se busca una solución que sea socialmente óptima, es óptimo que se genere una externalidad si la suma de las utilidades del agente que origina la externalidad y los receptores es positiva en conjunto. Además es deseable que el actor que perjudica a los demás con sus acciones tome una precaución si su costo es menor al daño que puede ser prevenido, esto minimiza las pérdidas para las dos partes. La solución de maximización del bienestar social indicará si es necesaria una reasignación de los derechos de propiedad.

El problema de las externalidades se puede solucionar mediante negociación, suponiendo que se genera un acuerdo mutuamente beneficioso. Por ejemplo, en el caso anterior de una central de biomasa que genera residuos sólidos, las dos partes pueden llegar a un acuerdo si la empresa decide incurrir en un costo para evitar la contaminación si es que el costo es menor al daño que generaría, esta idea de la negociación se conoce como la **Versión Eficiente del Teorema de Coase**, porque la solución es Pareto eficiente. Además el acuerdo mutuamente beneficioso ocurre si el costo de transacción es pequeño o cero. Sin embargo, la negociación no siempre lleva a la maximización del bienestar social, si la riqueza no está distribuida en un nivel socialmente deseable.

Por otro lado, la negociación puede no producirse en los siguientes casos:

- Número de agentes: Si son muchos, se dificulta la negociación por falta de coordinación. La motivación para negociar disminuye a medida que aumentan los agentes, aquí existe un problema de *free-riding*, porque no todos o muy pocos participan en la negociación.
- Falta de conocimiento de la externalidad
- Probabilidad de fallar en la negociación: Si una parte cree que existe una gran probabilidad de que la negociación no genere un resultado exitoso, esto puede disuadirlo de iniciar una negociación.

Aún cuando ocurre la negociación, un acuerdo mutuamente beneficioso puede no ocurrir por asimetría de información.

En el caso en el que no se pueda producir una negociación exitosa, las partes actúan desinteresadamente y no toman en cuenta como sus acciones influyen a otros. En este caso, las reglas legales pueden alterar sus comportamientos de manera beneficiosa para los afectados. Algunas reglas legales son las siguientes:

- Regulación directa, la cual pone restricciones a algunos actos que de otra forma podrían ser permisibles.
- Asignación de derechos de propiedad por petición de las partes que poseen los derechos.

- Reglas de responsabilidad, las partes que sufren algún daño pueden obtener compensación por sus pérdidas.
- Impuesto correctivo, un agente paga al Estado por daño esperado que genera.
- Subsidio, la cantidad que paga el estado va ser igual a la reducción del daño esperado.

Existe otra versión del Teorema de Coase, **Versión de Invarianza del Teorema de Coase**. Esta versión indica que el resultado socialmente óptimo se alcanza sin importar cómo están distribuidos los derechos de propiedad iniciales. Es decir, sin importar cuál es la regla legal, el acto elegido es el mismo.

Por ejemplo, en el caso de una central térmica que genera emisiones de CO₂. Supongamos que instalar una tecnología para capturar CO₂ le cuesta a la empresa 30 millones de US\$; además, en el caso que no se instale la tecnología para capturar carbono la empresa genera un daño al medio ambiente de 50 millones de US\$. Si la empresa posee los derechos de propiedad para contaminar, la negociación entre ambas partes generará que los agentes perjudicados le paguen a la empresa algo más de 30 millones de US\$ para que instale la tecnología para capturar CO₂ y evitar incurrir en un daño de 50 millones de US\$. Por otro lado, si los derechos de propiedad los poseen los agentes perjudicados también se instalará la tecnología para capturar CO₂, pues la empresa preferirá gastar 30 millones de US\$ a pagarle por lo menos 50 millones de US\$ a los damnificados. En conclusión, siempre se llega a instalar la tecnología para capturar CO₂. Por otro lado, es importante recalcar que a pesar que el resultado es el mismo, las utilidades de los agentes sí varían.

Además, se discute la posibilidad de que la versión de Invarianza no se cumpla en el largo plazo. La justificación es que los costos de las empresas dependen en la regla legal (es decir, de cómo se distribuyen los derechos de propiedad). Por lo tanto, si la empresa tiene los derechos para contaminar a través del tiempo, los precios serán menores y las cantidades mayores.

Por otro lado, Kenneth Arrow propuso la creación de un mercado artificial para los bienes que no cuentan con uno a través de asignar derechos para crear externalidades o derechos para recibirla (por ejemplo, derechos a contaminar).

2.2. Costos privados y composición óptima del parque generador

Según Stoft (2002), los costos totales de una central de generación eléctrica, se pueden dividir en dos:

- Costos fijos, son los costos que asume la generadora, produzca o no. Estos costos están compuestos por el costo de inversión en capacidad (overnight cost); y el costo de operación y mantenimiento, que generalmente es un porcentaje del costo de inversión total. El costo fijo se suele representar en US\$/MW-año.
- Costos variables, el cual es la suma del costo variable combustible – definido como el producto del consumo específico de combustible por su costo unitario- y el costo variable no combustible. El costo variable se suele representar en US\$/MWh.

Mazer (2007) define un problema de optimización para determinar el despacho. Algunos supuestos que establece son los siguientes: Las pérdidas y cargas por transmisión son insignificantes, la única restricción de operación es la máxima capacidad, los costos combustibles son determinados por el poder calorífico y por el precio de los combustibles, todos los demás costos se consideran constantes.

El problema de optimización consiste en minimizar el costo total de despacho (costo combustible mas el costo de operación y mantenimiento), las variables de decisión son las cantidades producidas (MWh) por cada unidad. Además, establece dos restricciones: la potencia total debe ser igual a la demanda proyectada y cada unidad tienen una capacidad máxima que no puede exceder.

Por otro lado, Bunn (2004) explica que dado un conjunto de tecnologías y sus costos totales anuales de inversión y costos variables anuales se pueden obtener puntos de equilibrio que indican las horas que debe operar cada tecnología. Además, estos puntos de equilibrio se pueden proyectar en la curva de duración para dar la cantidad de energía que cada tecnología debe producir para minimizar el costo de generación.

Por lo tanto, el problema que vamos a plantear es el de minimizar los costos totales de generación dada una curva de duración, la cual representa las necesidades de

electricidad para las diferentes horas del día. En términos formales el problema de optimización por resolver es el siguiente:

$$\text{Min}_{\{Y_i, E_i\}} \left\{ \sum_{i=1}^T CF * Y_i + \sum_{i=1}^T CV * E_i + VOLL * ENS \right\}$$

S.a.

$$1). \sum_{i=1}^T Y_i + PNS = D_{\max}$$

$$2). FP_i = \frac{E_i}{Y_i * 8760} \leq \overline{FP}_i$$

Donde:

E_i : cantidad de energía despachada al sistema por la tecnología i

Y_i : capacidad a instalarse de la tecnología i

D_{\max} : máxima demanda de potencia del sistema

FP_i : factor de planta de la tecnología i

$VOLL$: Valor de carga perdida (*Value of lost load*)

ENS : Energía no suministrada

La solución de este problema de optimización nos indicará cuánta capacidad se debe instalar de cada tipo de tecnología a fin de minimizar los costos totales de abastecimiento. La primera restricción indica que la suma de las capacidades de las tecnologías no puede ser mayor que la máxima demanda del sistema y la segunda restricción indica que las tecnologías no pueden sobrepasar su factor de planta implícito, esta restricción es importante porque existen algunas tecnologías que operan de manera discontinua (como la eólica y la solar) y por lo tanto, tienen un factor de planta menor a 1, a diferencia de las centrales de base.

2.3. Valoración económica del daño ambiental

En el caso que la contaminación afecte actividades económicas (tales como la producción agrícola, la pesca, la ganadería, etc.), el valor del daño se calcula mediante la valorización de la pérdida de productividad a precios de mercado. Sin embargo, existen algunos bienes y servicios que no tienen un mercado en el que se tracen, y por lo tanto, no se les ha asignado ningún precio.

Por lo tanto, se utilizan diferentes métodos para calcular el valor de cambios ambientales, el cual se fundamenta en las preferencias de los consumidores, calculando una disposición a pagar.

El valor económico total del medio ambiente se puede dividir en dos: valor de uso, relacionado con los servicios derivados del uso actual; y valor de no uso, que incluye beneficios que no requieren uso del medio ambiente.

2.3.1. Métodos de Valoración

Los métodos para valorar bienes o servicios sin mercado se dividen en 3 grupos (Haab, 2002):

- Métodos indirectos o de preferencias reveladas: Se estima el valor del medio ambiente a partir de otros bienes y servicios que si tienen mercado.
- Métodos directos o de preferencias directamente expresadas: En ausencia de mercados directos o relacionados a los bienes o servicios ambientales, se recurre a la creación de mercados hipotéticos para obtener información que le asignan los individuos a los bienes y servicios ambientales.
- Transferencia de valores: En este método se toman los resultados de un estudio de valoración de un bien ambiental a otro bien ambiental con características similares. Generalmente, la transferencia tiene característica inter espacial e inter temporal, es decir, se transfiere para un contexto disímil en un momento del tiempo diferente. En la aplicación de este método se debe considerar la semejanza de los bienes valorados, diferencias socioeconómicas y la calidad de los estudios de referencia. La fórmula utilizada para la transferencia de valores unitarios es la propuesta por Markandya (1998), pero en lugar del Producto nacional bruto per cápita (PNBpc) se ha considerado el ingreso per cápita ajustado por la paridad de poder de compra (PPC), pues éste toma en cuenta las variaciones de los precios y elimina la ilusión monetaria por variaciones en los tipos de cambio⁷.

⁷ Como señalan Loyola y Sonco (2007)

$$V_{PS} = V_{SS} * \left(\frac{PPC_{PS}}{PPC_{SS}} \right)^E$$

Donde:

V_{PS} : Valor actual de estimación en sitio de intervención (Policy Site)

V_{SS} : Valor actual de estimación en sitio de estudio (Study Site)

PPC_{PS} : Ingreso per cápita del sitio de intervención ajustado por el índice de PPC.

PPC_{SS} : Ingreso per cápita del sitio de estudio ajustado por el índice de PPC.

E : Elasticidad de ingreso de la demanda

El valor de la elasticidad ingreso de la demanda representa la reducción marginal de la DAP de una persona por cierto beneficio en relación a la reducción marginal de su ingreso. Ardila, Quiroga y Vaughman (1988) realizaron una estimación específica de la elasticidad ingreso para el caso de América Latina y el Caribe de 0.54. Por otro lado, se utilizarán las estadísticas del Banco Mundial de los ingresos ajustados por el índice PPC para realizar los cálculos. Al igual que el documento de trabajo N° 20, se utilizará el método de transferencia de valores para valorar los bienes ambientales.

Es importante recalcar que este análisis tiene un carácter *ex-post*, ya que se valorizan monetariamente las externalidades generadas por la operación de la central, pero también se puede aplicar un análisis *ex-ante*, éste es el caso de la introducción de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) en la fase de operación de las centrales. La idea básica del MDL es la adquisición de compromisos de reducción de emisiones de países en desarrollo por parte de países industrializados, los cuales le brindarían un reembolso por unidad de CO₂ reducido.

Considerando que el Perú ratificó el Protocolo de Kyoto en el 2002, es posible que se beneficie de este mecanismo, además el Perú es reconocido como uno de los países más atractivos para la implementación de MDL. Según el FONAM, al primer semestre del 2009, nuestro país tiene un portafolio de 116 proyectos de carbono en el sector energético con 23.5 millones de reducciones de CO₂ por año.

3. Composición Óptima del Sistema Eléctrico Peruano⁸

El parque generador óptimo bajo costos privados es diferente si se consideran también los costos sociales, es decir si se incluyen las externalidades de la actividad de generación eléctrica. Primero se analizará la situación del parque generador óptimo a costos privados y luego, se calcula el parque generador óptimo incluyendo externalidades, es decir, los impactos ambientales y sociales. Por otro lado, es importante recalcar que también se originan externalidades en otras actividades del sector eléctrico, como la transmisión y el cierre de la central; sin embargo, las externalidades son mayores en la fase de generación.

3.1. Situación del Parque Generador a costos privados

En la Tabla N° 1 se muestra el costo fijo anual por tipo de tecnología, la cual es la suma de la anualidad de la inversión más el costo fijo anual de operación y mantenimiento.

Tabla N°1: Costo fijo anual de generación eléctrica (miles de US\$ por MW-año)

Tipo de Central	Costo Unitario (miles de US\$ por MW)	Duración (años)	Factor de Anualidad (tasa de descuento de 12%)	Anualidad (miles de US\$ por MW año)	Costo fijo de operación y mantenimiento (%)	Costo fijo de OyM (miles de US\$ por MW año)	Costo fijo anual (miles de US\$ por MW año)
Diesel	350	25	0.127	44.6	3%	10.50	55.12
Gas Natural CS	435	25	0.127	55.5	3%	13.05	68.51
Gas Natural CC	550	25	0.127	70.1	3%	16.50	86.62
Carbón	800	40	0.121	97.0	1%	8.00	105.04
Hidráulica de pasada	1,450	40	0.121	175.9	2%	29.00	204.89
Hidráulica de embalse	1,650	40	0.121	200.2	2%	33.00	233.15
Nuclear	2,000	40	0.121	242.6	3%	62.00	304.61
Eólica	1,500	20	0.134	200.8	1%	15.00	215.82
Cogeneración con Biomasa	2,000	40	0.121	242.6	5%	100.00	342.61
Geotérmica	2,400	40	0.121	291.1	2%	48.00	339.13
Solar FV	4,160	25	0.127	530.4	1%	41.60	572.00
Biogás de Rellenos Sanitarios	1,250	21	0.132	165.3	3%	37.50	202.80

* Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Para el caso de Centrales convencionales los datos se basaron en costos estándares de inversión y, operación y mantenimiento. En el caso de Centrales no convencionales los datos se tomaron de OECD, IEA, NEA (2005).

⁸ Es importante recalcar que este análisis tiene un carácter ex-post, ya que se valorizan monetariamente las externalidades generadas por la operación de la central, pero también se puede aplicar un análisis ex-ante, éste es el caso de la introducción de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) en la fase de operación de las centrales. La idea básica del MDL es la adquisición de compromisos de reducción de emisiones de países en desarrollo por parte de países industrializados, los cuales le brindarían un reembolso por unidad de CO₂ no emitido. Ya que el Perú ratificó el Protocolo de Kyoto en 2002, es posible que se beneficie de este mecanismo, además el Perú es reconocido como uno de los países más atractivos para la implementación de MDL. Según el FONAM, al primer semestre del 2009, el Perú tiene un portafolio de 116 proyectos de carbono en el sector energético con 23.5 millones de reducciones de CO₂ por año.

Además, para calcular las anualidades se multiplica el factor de anualidad por el costo unitario de capacidad. El factor de anualidad se calcula con la siguiente fórmula:

$$A = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}$$

Donde:

r : Tasa de descuento

T : Duración de la Central

En la tabla N° 2 se muestra el costo variable de generación eléctrica por tipo de central:

Tabla N°2: Costo Variable por tecnología (miles de US\$ por MW-año)

Tipo de Central	Costo Unitario (US\$ por combustible) *	Consumo Específico (Combustible por MWh) **	Costo Variable Combustible (US\$ por MWh)	Costo Variable No Combustible (US\$ por MWh)	Costo Variable (US\$ por MWh)
Diesel	754.00	0.20	150.80	8.00	158.80
Gas Natural a CS	2.40	11.00	26.40	5.00	31.40
Gas Natural a CC	2.40	6.50	15.60	3.00	18.60
Carbón	90.00	0.15	13.50	1.50	15.00
Hidráulica de pasada			0.00	0.80	0.80
Hidráulica de embalse			0.00	0.80	0.80
Nuclear			5.00	0.00	5.00
Eólica			0.00	0.00	0.00
Cogeneración con Biomasa			13.00	0.00	13.00
Geotérmica			0.00	0.00	0.00
Solar FV			0.00	0.00	0.00
Biogás de Rellenos Sanitarios			0.00	0.00	0.00

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

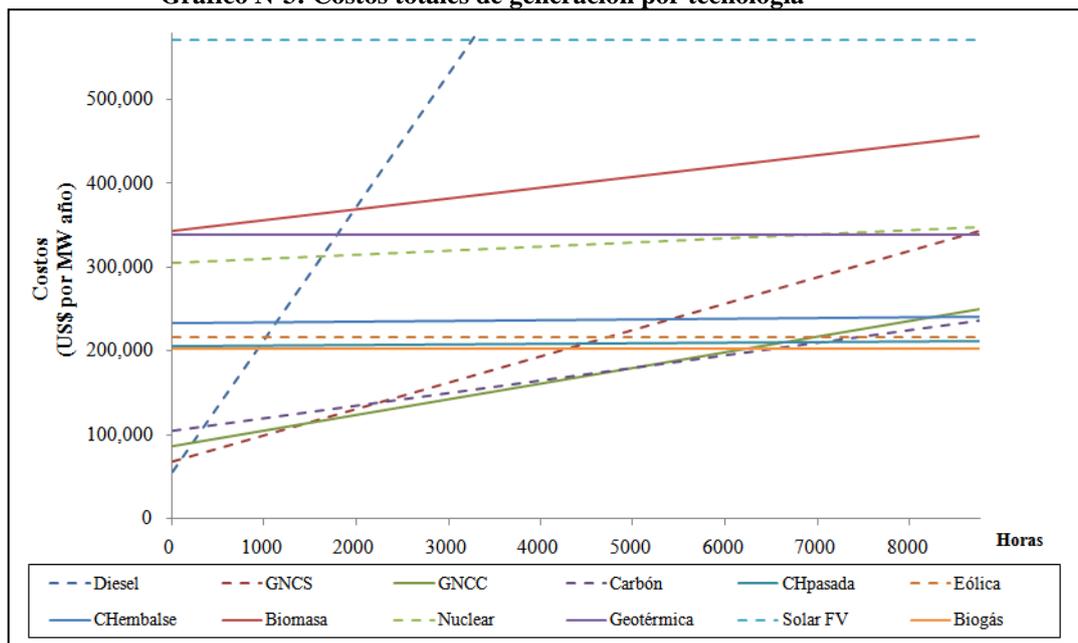
Para el caso de Centrales convencionales los datos se basaron en costos estándares de inversión y, operación y mantenimiento. En el caso de Centrales no convencionales los datos se tomaron de OECD, IEA, NEA (2005).

*Combustibles líquidos: US\$ por tonelada; gas natural: MMBTU por MWh

**Combustibles líquidos: toneladas por MWh; gas natural: MMBTU por MWh

En general, se puede observar en las dos tablas anteriores que las ERNC presentan costos fijos anuales altos en relación a las tecnologías convencionales y ocurre lo contrario con los costos variables. En el gráfico N°3, se relacionan los costos totales de las diferentes tecnologías con el número de horas de funcionamiento a lo largo de un año. Este gráfico podemos observar que algunas ERNC, como la Solar FV, Geotérmica y Biomasa se encuentran dominadas por las demás.

Gráfico N°3: Costos totales de generación por tecnología



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

En el gráfico N° 4, se repite el gráfico anterior combinándolo con la curva de duración de la demanda $D(t)$ ⁹, además en el eje de las ordenadas se incluye la potencia o capacidad requerida de generación para diferentes horas del año, que se calcularon a partir de los puntos de corte óptimos. La resolución del problema de optimización mediante el cual se calcula los puntos de corte óptimos, se detalla en el Anexo N° 1.

Este problema se resolvió con el programa Matlab. Además, los factores de planta que se consideraron para las centrales que no operan continuamente se presentan en la Tabla N° 3:

Tabla N° 3: Factor de planta de tecnologías intermitentes

Tipo de central	Factor de Planta
Hidráulica de pasada	50% ¹⁰
Eólica	30% ¹¹
Solar FV	20.2% ¹²

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

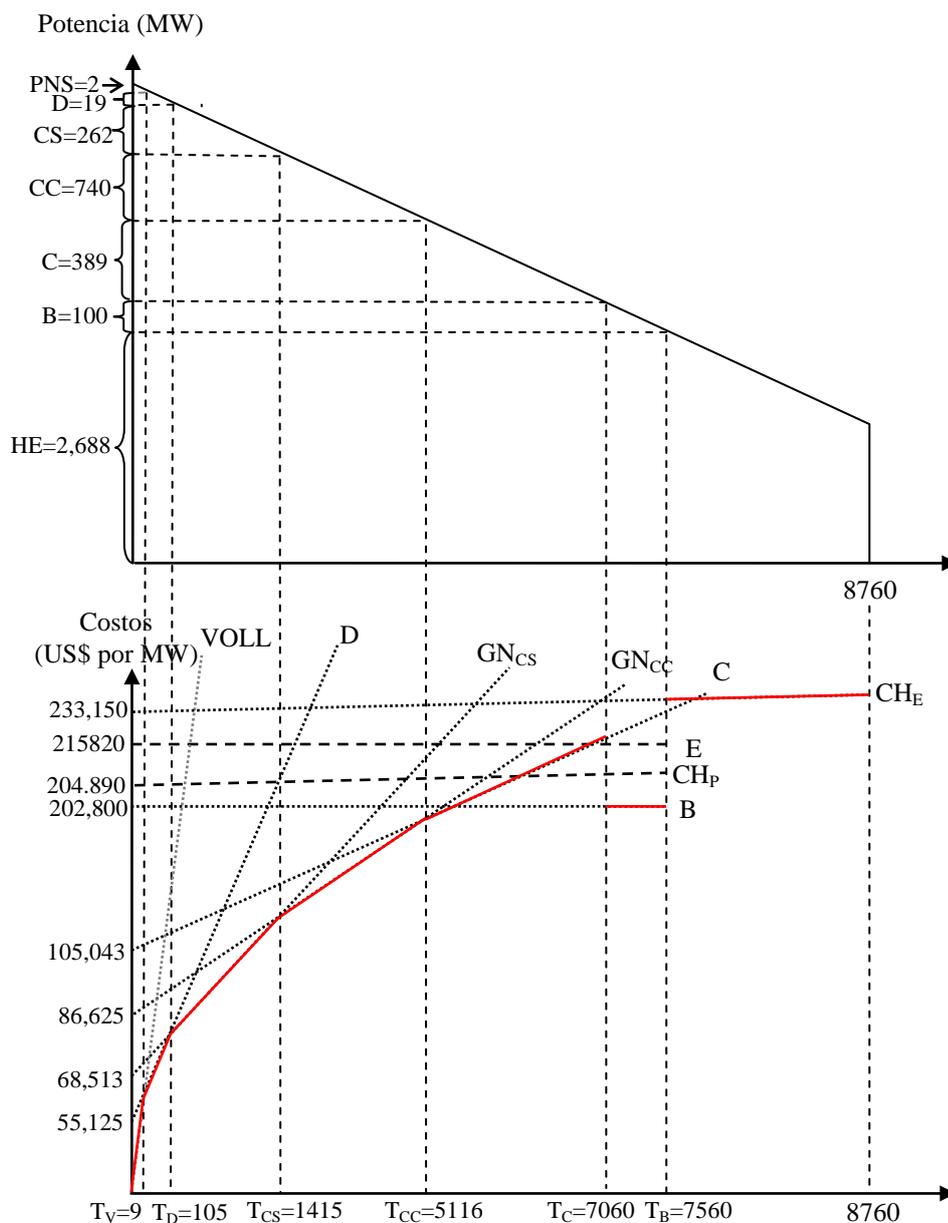
⁹ Como lo señalan Dammert, García y Molinelli (2008), la curva de duración de la demanda se puede aproximar a una función lineal: $D(t) = 4200 - 0.2t$. En el Anexo N° 4 se realiza el mismo cálculo usando una función exponencial para la curva de duración de la demanda.

¹⁰ Se toma como referencia el factor de planta de la central hidráulica de Yanango de las estadísticas anuales del COES, 2009.

¹¹ Lamont (2007)

¹² Lamont (2007)

Gráfico N°4: Relación entre costos y capacidad eficiente

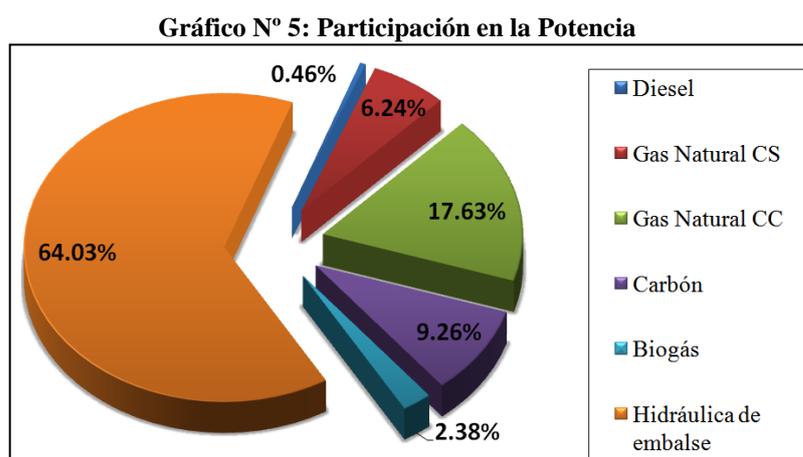


Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Así, cuando se requiere una generadora que funcione entre 9 y 105 horas por año, se puede ver que la unidad más económica es la que opera a diesel, en la parte superior del gráfico podemos ver que la capacidad requerida de esta tecnología es de 19 MW. Procediendo de igual manera podemos ver que para una generadora que opere entre 105 y 1415 horas se requiere una capacidad de 262 MW de generación de gas natural a ciclo simple. Además, para una generadora que opere entre 1415 y 5116 horas se requiere una capacidad de 740 MW de generación de gas natural a ciclo combinado.

Para el caso de una generadora que opere entre 5116 y 7060 horas se requiere una central térmica a carbón con una capacidad instalada de 389 MW. Además, para una generadora que opere entre 7060 y 7560 horas se requiere una central de biogás con una capacidad instalada de 100 MW. Finalmente, para las demandas que se presenten con una duración de más de 7560 horas, se requiere generación de una central hidráulica de embalse, debiéndose instalar una capacidad de 2688 MW.

Es importante recalcar que la central hidráulica de pasada no ingresa, pues para el nivel de horas de 7560 no logra cubrir su factor de planta (50%), lo mismo ocurre con la central eólica, a ese nivel de horas tampoco puede cubrir su factor de planta (25%). Además, se observa un salto al ingresar la central de biogás, puesto que debe cumplir con una restricción de capacidad de 100 MW. Por otro lado, la Potencia no Suministrada asociada al VOLL¹³ es de 2 MW, esta potencia representa la cantidad que en el óptimo no es eficiente instalar. En el siguiente gráfico se muestra la participación en la potencia instalada por tecnología:



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Como podemos observar, el parque generador que se obtiene es primordialmente hidráulico (64.03%). Además, de la capacidad térmica instalada es de 33.59%; por otro lado, la central de Biogás de rellenos sanitarios participa con el 2.38% de la potencia instalada, siendo la única ERNC que participa en el parque generador óptimo (la central a biogás es la ERNC más barata, seguida por la central eólica). Finalmente, el costo total de generación es de US\$ 876,568 miles. En el Anexo N° 2 se puede observar el detalle de la potencia instalada y energía producida por tecnología, además del factor de planta de cada una.

¹³ Se considera un valor de US\$ 6,000 por MWh para el VOLL, según indican García, Dammert y Molinelli (2008).

3.2. Situación del Parque Generador a costos privados bajo incertidumbre

En este caso la introducción de incertidumbre implica un escenario de año seco y disponibilidad limitada del ducto de transporte de gas natural. Es importante resaltar el concepto de Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) bajo un escenario con incertidumbre, la cuál indica la probabilidad de que la central se encuentre fuera de servicio. Esta tasa debe ser multiplicada por el costo fijo anual de la unidad de punta¹⁴ y el valor que se obtenga debe ser adicionado al costo fijo anual de cada central. La idea es que de esta forma los generadores incluyan en sus costos de inversión el monto necesario para pagar las centrales disponibles, en este caso la Central Térmica a diesel.

Para el caso de centrales térmicas se consideró una TIF de 3%, como se indica en el Informe N° 0430-2008-GART¹⁵, el cuál toma como fuente estadísticas de la North American Electric Reliability Council (NERC). Para el caso de centrales hidráulicas, se realizó una simulación de un factor de planta promedio en base a cuatro Centrales hidroeléctricas representativas (Mantaro, Restitución, Huinco y Duke), y se estableció una TIF de 35%. Finalmente, para la central eólica y solar se estableció una TIF de 4% de acuerdo a la CNE de Chile¹⁶. En la siguiente tabla se muestran los costos fijos anuales, costos variables y la TIF para cada tecnología:

Tabla N°4: Costos de generación eléctrica con Incertidumbre

Tecnología	Costo Fijo Anual "β" (US\$ por MW año)	Costo Variable "b" (US\$ por MWh)	Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF)
Diesel	56, 779	158.8	3%
Gas Natural CS	70, 166	31.40	3%
Gas Natural CC	87, 176	18.60	1%
Carbón	106, 697	15.00	3%
Eólica	224, 184	0.80	4%
Hidráulica de pasada	252, 445	0.80	35%
Biogás de Rellenos Sanitarios	306, 261	5.00	3%
Hidráulica de embalse	218, 023	0.00	35%
Cogeneración con Biomasa	344, 261	13.00	3%
Nuclear	340, 782	0.00	3%
Geotérmica	574, 205	0.00	3%
Solar FV	204, 454	0.00	4%

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

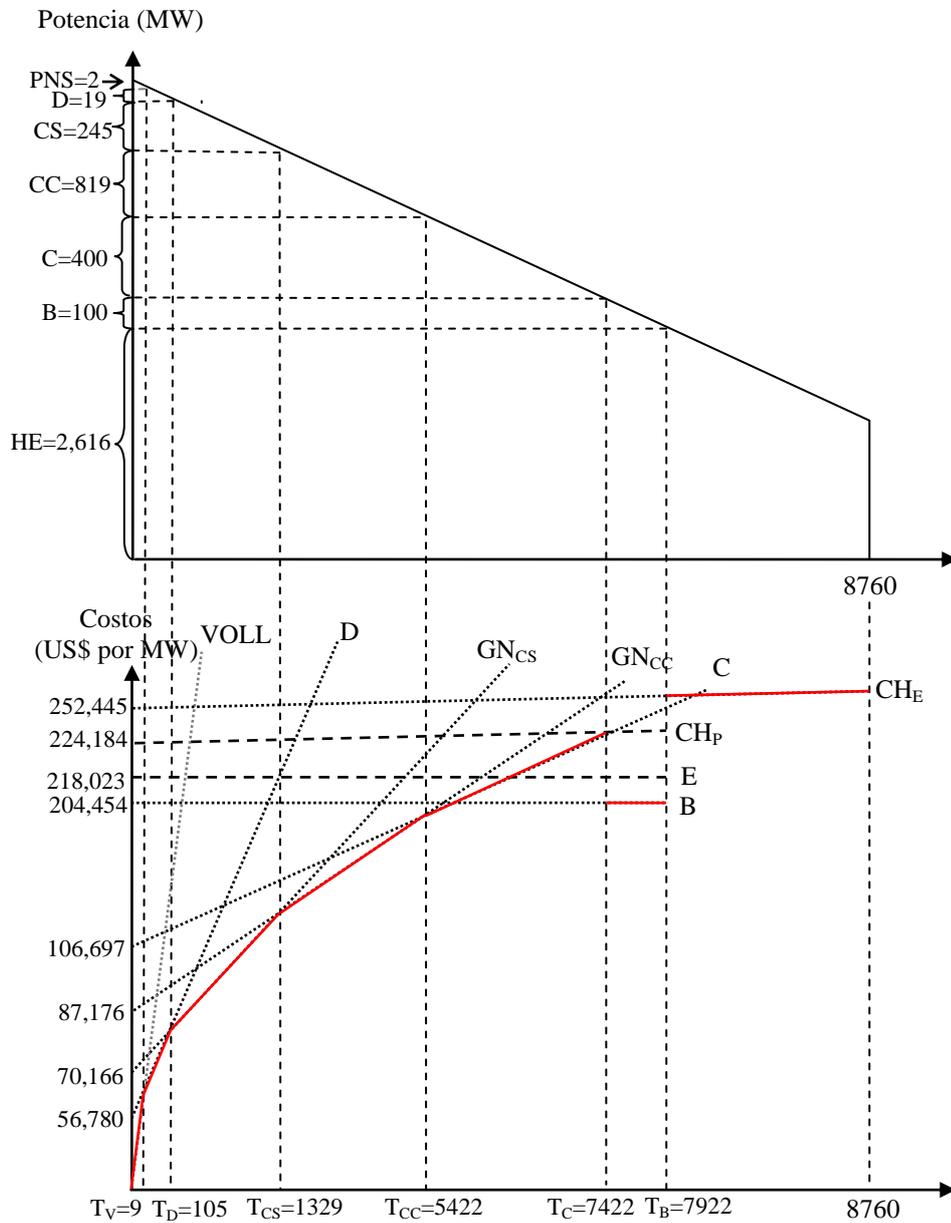
¹⁴ En la Fijación Tarifaria de Precios en Barra Mayo 2009 – Abril 2010, se establece que para determinar el Precio Básico de la Potencia se utiliza como unidad de punta a la central a turbo gas operando con combustible diesel.

¹⁵ Determinación del MRFO y TIF para el Sistema Interconectado Nacional. Periodo 2008 – 20012.

¹⁶ Fijación de Precios de Nudo de Abril de 2003 del Sistema Eléctrico de Aysen.

Resolviendo el problema de optimización, el parque generador óptimo bajo incertidumbre se muestra en el gráfico N° 6:

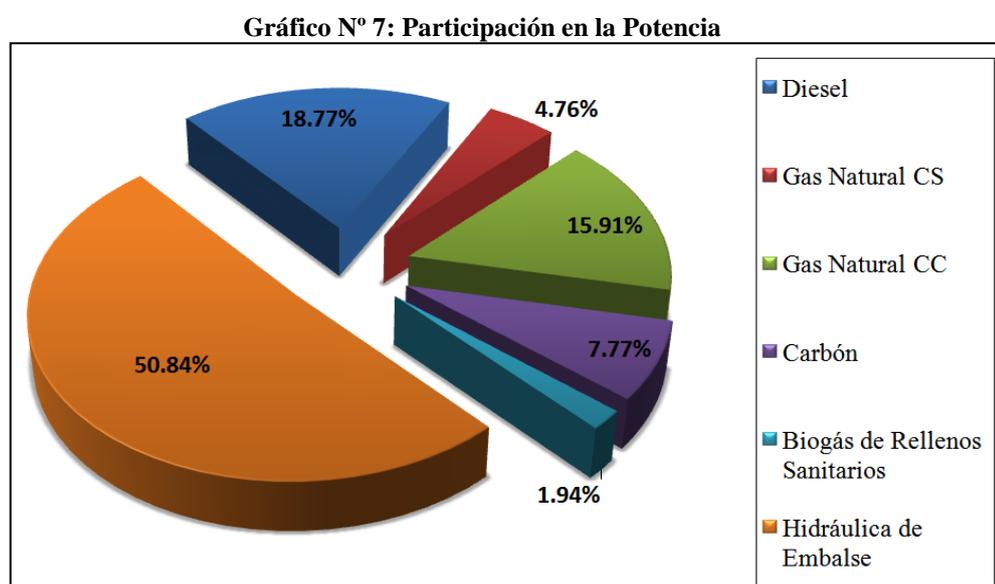
Gráfico N° 6: Relación entre costos y capacidad eficiente bajo incertidumbre



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En este caso, tampoco ingresa la central hidráulica de pasada ni la central eólica, por las mismas razones que se explicaron en el caso sin incertidumbre. Es importante tener presente que la capacidad instalada de la Central Térmica a Diesel para cubrir la máxima demanda es de 19 MW, pero también se instalan 947 MW de reserva para

cubrir las indisponibilidades de las otras centrales. En el siguiente gráfico podemos observar la participación en la potencia instalada por tecnología:



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En el gráfico anterior se puede observar que el parque generador aún es predominantemente hidráulico, aunque la participación de las centrales hidráulicas ha disminuido a 50.84%. Por otro lado, la capacidad térmica instalada aumentó a 47.21%, esto se debe principalmente a la mayor participación de la Central Térmica a diesel por ser la central de reserva. En este caso, el costo total de generación asciende a US\$ 981,150 miles. En el Anexo N° 3 se puede observar el detalle de la potencia instalada y energía producida por tecnología, además del factor de planta de cada una.

3.3. Externalidades originadas en el proceso de generación eléctrica

En este apartado se analizan las externalidades producidas en el segmento de generación eléctrica y nuevamente se calcula el parque generador óptimo bajo dos escenarios: con incertidumbre y sin incertidumbre.

A pesar de que las tecnologías que utilizan combustibles fósiles generan gran cantidad de externalidades negativas, asociadas principalmente a la emisión de contaminantes, ninguna fuente de energía está exenta de afectar al medio ambiente y a la sociedad. A continuación se presenta una tabla con las principales externalidades negativas que se presentan en las diferentes tecnologías:

Tabla N° 5: Externalidades en Generación eléctrica por tipos de central

Tipo de Central	Aspecto ambiental¹⁷	Impacto ambiental¹⁸
Térmica	Emisión de gases de combustión (CO ₂ , CO, NO _x) *	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la salud de las personas • Perjudica flora y fauna del lugar • Impacto sobre la calidad de aire, agua y suelo
	Emisión de ruido	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la población, trabajadores y a la fauna del lugar
	Fugas y derrames de hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la salud de las personas • Perjudica flora y fauna del lugar • Impacto sobre la calidad de aire, agua y suelo
Hidráulica	Inundación de grandes áreas para construcción de embalses**	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de suelo fértil • Cambio en la calidad de vida por desplazamiento de la población • Desplazamiento de población, cambio en condiciones de vida e impacto en la salud • Perjudica flora y fauna del lugar
	Emisión de ruido	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la población, trabajadores y a la fauna del lugar
	Emisión de gases de efecto invernadero (CH ₄ y CO ₂) por putrefacción de bosque y subsuelo inundado, y acumulación de sedimentos en represas	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la salud de las personas • Perjudica flora y fauna del lugar • Impacto sobre la calidad de aire, agua y suelo
Nuclear	Riesgo de explosión nuclear	<ul style="list-style-type: none"> • Peligro de muerte y afectación de la salud de las personas y trabajadores
	Emisión de radiación	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la salud de las personas • Perjudica flora y fauna del lugar • Inutilización de tierras agrícolas
Eólica	Emisión de ruido	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la población, trabajadores y a la fauna del lugar
	Instalación de aerogeneradores	<ul style="list-style-type: none"> • Impacto paisajístico • Riesgo de colisión de aves
Biomasa	Generación de residuos sólidos	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la salud de las personas • Perjudica flora y fauna del lugar • Impacto sobre la calidad de aire, agua y suelo
	Emisión de gases por quema de biomasa (CO, SO ₂ , NO _x)	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la salud de las personas • Perjudica flora y fauna del lugar • Impacto sobre la calidad de aire, agua y suelo
	Por medio de la generación eléctrica se evita la emisión de gases contaminantes. ***	<ul style="list-style-type: none"> • Ahorro de emisiones de metano (CH₄)

¹⁷ El aspecto ambiental se refiere a elementos de una actividad que interactúan con el ambiente

¹⁸ El impacto ambiental se refiere a aspectos ambientales que se tornan significativos para el hombre y su ambiente.

Geotérmica	Emisión de gases por operación de la central (H ₂ S y CO ₂).	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la salud de las personas • Perjudica flora y fauna del lugar • Impacto sobre la calidad de aire, agua y suelo
Solar FV	Conversión de sílice en silicio dentro de los paneles solares.	<ul style="list-style-type: none"> • Afectación a la salud de las personas

* El nivel de emisiones gaseosas depende del combustible fósil que se utilice como insumo

**No se aplica para central hidráulica de pasada

*** También se considera este impacto para la central de Biogás

Fuente: OSINERGMIN 245-2007-OS/CD y CNE Chile

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

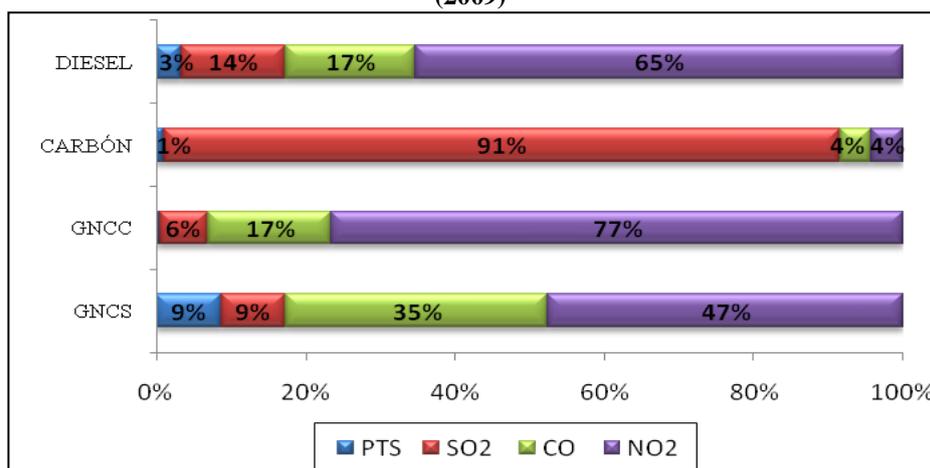
Como podemos ver en la tabla anterior, las centrales térmicas e hidráulicas son las que generan la mayor cantidad de externalidades, en el caso de las primeras, el principal impacto es la emisión de contaminantes en la atmósfera que afectan la salud de las personas, la flora y fauna del lugar, y la calidad de aire suelo y agua. En el caso de las centrales hidráulicas, la inundación de grandes áreas para la construcción de las embalses, es el principal aspecto ambiental que genera externalidades. Además, es importante mencionar que las centrales hidráulicas también generan efectos indirectos, como los caminos de acceso que se construyen en la etapa de construcción de la central, y el desarrollo de actividades agrícolas gracias a la construcción de las represas.

El Sistema de Recepción de información de la GFE, registra las emisiones gaseosas de las centrales térmicas. Las emisiones registradas son: Partículas totales en suspensión (PTS), Dióxido de azufre (SO₂), Dióxido de nitrógeno (NO₂) y Monóxido de carbono (CO). Cabe recalcar que no se registran emisiones de CO₂, ya que por resolución del Consejo Directivo N° 245-2007-05-OS/CD no se exige declaración de emisiones de este gas de efecto invernadero.

En el siguiente gráfico podemos observar la participación de estos contaminantes por tipo de Central Térmica. Es claro que el principal gas contaminante es el NO₂ para las centrales que operan con diesel y con Gas natural. Por otro lado, para la central que opera con Carbón, el principal contaminante es el SO₂. No obstante, el único gas de efecto invernadero (GEI) que se registra es el NO₂; sin embargo, es necesario registrar otros GEI que son más relevantes como el Dióxido de Carbono (CO₂), el cual contribuye en un 55%¹⁹ al calentamiento global o el Metano (CH₄) que contribuye en un 15% al calentamiento global.

¹⁹ UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change)

Gráfico N° 8: Participación de Contaminantes por tipo de Central Térmica (2009)



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En el caso de la central nuclear, no existen emisiones de gases de efecto invernadero, sin embargo, las externalidades de este tipo de tecnología se relacionan al riesgo de explosión nuclear y el manejo de residuos radioactivos, lo que genera la posibilidad de emisión radioactiva.

Por otro lado, las tecnologías intermitentes, central solar y eólica, tienen impactos ambientales poco significativos. En el caso de la energía eólica, estudios recientes muestran que el impacto de los aerogeneradores sobre la avifauna es pequeño. En cuanto a la generación de ruido, la innovación tecnológica ha permitido fabricar aerogeneradores más silenciosos, actualmente el nivel máximo de ruido que generan es de 107 dB, además, los fabricantes de aerogeneradores certifican los niveles de emisión de ruidos de sus productos²⁰.

Además de valorizar monetariamente las externalidades generadas por cada tecnología, se debe analizar otro aspecto importante: tecnologías intermitentes. Las tecnologías intermitentes agrupan a las centrales solares, centrales eólicas y centrales hidráulicas de pasada, el problema con estas tecnologías es la inestabilidad en el suministro de energía. Por ejemplo, la producción de energía con una central eólica va depender del viento que exista en ese momento, y por ello, no será capaz de abastecer a la demanda en todos los periodos. Es por eso que se necesita de una central de respaldo, que generalmente es una central térmica a diesel, por ser la más barata. Esta característica de las centrales intermitentes genera un aumento en su costo de inversión.

²⁰ CNE – Chile (2006)

3.4. Valoración monetaria de externalidades en generación eléctrica bajo la metodología Externe

3.4.1. Descripción del proyecto Externe²¹

El proyecto Externe es un proyecto financiado por la Unión Europea y entró en funcionamiento en la década de los 90. Desde esa fecha a realizado diferentes proyectos de estudio, con el objetivo de cuantificar las externalidades en las diferentes actividades del sector eléctrico (construcción, operación y desmantelamiento).

3.4.2. Metodología Externe

Debido a que las diferentes tecnologías generan diversos impactos ambientales; y además, estos impactos tienen diferentes unidades de medida, la metodología de Extern-E busca convertir todos estos impactos en unidades monetarias, con el fin de hacerlos comparables. Para ello creó la metodología “vías de impacto” (*impact pathway approach*) que se explica a continuación:

- a. Se especifica el lugar en el que se ubica la central eléctrica
- b. Se identifica las emisiones que genera la central eléctrica
- c. Se calcula la dispersión de los contaminantes sobre la atmósfera
- d. Se calcula la concentración de los contaminantes en los diferentes receptores
- e. En base a una función exposición-respuesta se cuantifica el impacto sobre los diferentes receptores (p.ej. casos de asma por la concentración de partículas en el ambiente)
- f. Finalmente, se realiza la valoración monetaria del impacto (p.ej. en el caso anterior, el costo del asma)

Las funciones exposición-respuestas son estimaciones de la relación entre un contaminante y uno de sus impactos físicos. Por ejemplo, en el caso de funciones epidemiológicas, además de la contaminación atmosférica, se toman en consideración variables de corte socioeconómico y variables relacionadas con la salud. Es importante incorporar las variables más relevantes con el fin de capturar la mayor parte del efecto producido.

²¹ Para mayor información ir a <http://www.externe.info/>

Como se puede observar, esta metodología sólo toma en cuenta las externalidades originadas por la emisión de contaminantes al medio ambiente, no calcula las externalidades generadas por la emisión de ruido, o los impactos sobre los cambios de vida de las poblaciones. Además, la aplicación de ésta metodología requiere contar con amplios inventarios de emisiones y datos de otras variables relevantes que se incluyen en las funciones exposición respuesta, lo que dificulta su aplicación en países como el nuestro. Por ello que se tomarán valores encontrados por la metodología ExternE y se aplicará el método de transferencia de valores.

3.4.3. Resultados

Los datos utilizados en este análisis se toman del proyecto “Cost Assessment of Sustainable Energy Systems” (CASES), el cuál es un estudio financiado por la Comisión Europea y utiliza la metodología Externe detallada anteriormente. Este estudio tiene como objetivo principal compilar información de costos externos y privados de la generación eléctrica en diferentes tecnologías. Este estudio realizó estimaciones de costos externos para el periodo 2005-2010, la última actualización de estas estimaciones fueron hechas en septiembre del 2008. Los receptores y los contaminantes que se toman en cuenta en este estudio se muestran a continuación:

Tabla N° 6: Contaminantes y Receptores en la fase de generación eléctrica

Receptores	Contaminantes
Salud	NH ₃ , MMVOC*, NO _x , SO ₂ , PPMco**, PPM25***, Cd, As, Ni, Pb, Hg, Cr
Pérdida de biodiversidad	NH ₃ , MMVOC, NO _x , SO ₂ , PPMco, PPM25
Cultivos	NH ₃ , MMVOC, NO _x , SO ₂ , PPMco, PPM25
Materiales	NH ₃ , MMVOC, NO _x , SO ₂ , PPMco, PPM25
Radio nucleídos ²²	Uranio-234, Radon-222, Lodine-129, Lodine-131, Krypton-85
Cambio climático	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O

*Non-methane volatile organic compounds, incluye Benzeno, Ethanol, ciclohexano.

** Partículas mayores que 2.5 u.m.

*** Partículas menores que 2.5 u.m. y mayores que 10 u.m.

Fuente: Externe Methodology

²² Un radio nucleído es un átomo con núcleo inestable, emite rayos gama y partículas subatómicas, las cuales constituyen radiación ionizante. Esta radiación ionizante puede causar efectos negativos en la salud como alteraciones cardiovasculares y cáncer. Los radio nucleídos ocurren de forma natural, pero también pueden ser producidos de forma artificial en reactores nucleares y en el proceso de espectrometría gama para la determinación de quemado de combustible. El efecto del radio nucleído lo están incluyendo sobre salud humana.

Los datos que se obtienen del proyecto CASES son costos en cent. €/KWh del 2008. Por ello se llevan a valor futuro (2009) y se aplica la fórmula de Markandya para transferir los valores, en este caso le incluimos el ajuste por el tipo de cambio.

$$V_{PERÚ} = V_{UE} * \left(\frac{PPC_{PERÚ}}{PPC_{UE}} \right)^E * TC$$

Donde:

$V_{PERÚ}$: Valor actual de estimación en Perú

V_{UE} : Valor actual de estimación en Europea

$PPC_{PERÚ}$: Ingreso per cápita de Perú ajustado por el índice de PPC.

PPC_{UE} : Ingreso per cápita de la Unión Europea ajustado por el índice de PPC.

E : Elasticidad de ingreso de la demanda

TC : Tipo de cambio

Aplicando la fórmula anterior, se obtienen los siguientes resultados (ver Anexo N° 5):

Tabla N° 7: Costos de contaminación por tecnología en los receptores

Tecnología	RECEPTORES (US\$ /MWh)					TOTAL
	Salud	Pérdida de biodiversidad	Cultivos	Materiales de construcción	Cambio climático	
Diesel	6.38	0.52	0.06	0.03	2.12	9.11
Gas Natural CS	2.08	0.39	0.07	0.03	9.19	11.75
Gas Natural CC	1.40	0.25	0.05	0.02	6.15	7.87
Carbón	6.12	0.59	0.08	0.04	12.71	19.53
Hidráulica de pasada	0.12	0.01	0.00	0.00	0.06	0.19
Hidráulica de embalse	0.12	0.01	0.00	0.00	0.00	0.13
Nuclear	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
Eólica	0.25	0.01	0.00	0.01	0.09	0.37
Biomasa	2.50	0.27	0.07	0.04	0.53	3.41
Geotérmica	-	-	-	-	-	1.04**
Solar FV	1.47	0.07	0.01	0.02	0.40	1.98
Biogás de Rellenos Sanitarios	2.85	0.10	0.01	0.09	0.16	3.21

*En este caso se ha excluido el impacto del CO₂ en el cambio climático, ya que este valor se incluye en un cálculo posterior.

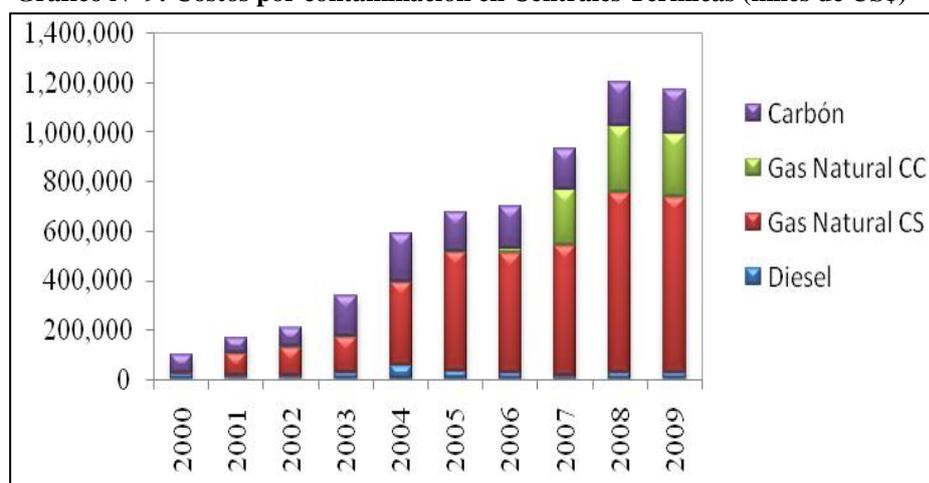
**Este se calculó como el 5% del costo por contaminación originada por la Central Térmica, este porcentaje se encontró en base a un ratio entre las emisiones de la Central Térmica y la Geotérmica, de acuerdo a la presentación “Promoción de Inversión en Generación Hidráulica” – ESAN (2008).

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Como se puede apreciar en la tabla anterior, los principales impactos de los contaminantes sobre los receptores se dan sobre el cambio climático y la salud de las personas. Además, las tecnologías convencionales que generan mayores costos sobre los receptores son las centrales térmicas; y dentro de las ERNC, la central de biomasa. Por otro lado, las energías más limpias según esta metodología son la hidráulica de pasada, la nuclear y la eólica. Cabe recalcar que esta metodología no incluye impactos de proliferación nuclear, seguridad nuclear, aversión al riesgo e intrusión visual. Tampoco incluye el impacto del desplazamiento de poblaciones por la construcción de represas ni el cambio en el costo de vida. Es por ello que más adelante se complementan estos cálculos aplicando el método de transferencia de valores.

Usando los datos de la tabla N° 7, y tomando estadísticas de la energía producida por las centrales a lo largo de los últimos 10 años, podemos encontrar un valor en unidades monetarias de la contaminación generada por tecnología. Se aprecia que el costo por contaminación en los últimos 10 años ha aumentado sostenidamente, las centrales que han participado más en este incremento son las centrales que operan con carbón y con gas natural a ciclo simple.

Gráfico N° 9: Costos por contaminación en Centrales Térmicas (miles de US\$)



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

La metodología Externe nos ha servido básicamente para valorizar los impactos ambientales generados por la contaminación, es por ello que a continuación se realiza la valoración económica de una central hidráulica, pues el principal aspecto ambiental que genera externalidades es la construcción de la central. Posteriormente, se analizan las externalidades para una central nuclear, y el costo de inestabilidad en el suministro de las tecnologías intermitentes.

3.5. Valoración económica de impactos ambientales generados por una central hidráulica

El valor del daño ambiental de la construcción de una central hidráulica se calculará utilizando el Método de transferencia de valores, para ello se han tomado los siguientes estudios²³:

- “Análisis de costo beneficio de cuatro proyectos hidroeléctricos en la cuenca Changuinola - Teribe.” (julio del 2006). Este proyecto realiza la evaluación económica y financiera de cuatro proyectos hidroeléctricos en Panamá. Aquí se analizan básicamente tres impactos: eliminación de cobertura boscosa, para el que se utilizó el método de cambio de productividad; modificación de fauna acuática, para el que se utilizó el método de costo de sustitución, y cambios en condiciones de vida, para el que también se utilizó el método de costo de sustitución.

Tabla N° 8: Costos de impactos ambientales en proyectos hidroeléctricos de cuenca Changuinola - Teribe

Impacto	US\$/ año	US\$/MW
Deforestación de bosque	30'311,066	67,962.03
Modificación de fauna acuática	205,000	459.64
Cambio en condiciones de vida	5'452,068	12,224.37
TOTAL	35,968,134.00	80,646.04

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Estos datos se llevan a valor futuro y se aplica la siguiente fórmula (ver Anexo N° 6):

$$V_{PERÚ} = V_{PANAMÁ} * \left(\frac{PPC_{PERÚ}}{PPC_{PANAMÁ}} \right)^E$$

Donde:

$V_{PERÚ}$: Valor actual de estimación en Perú

$V_{PANAMÁ}$: Valor actual de estimación en Panamá

$PPC_{PERÚ}$: Ingreso per cápita de Perú ajustado por el índice de PPC

$PPC_{PANAMÁ}$: Ingreso per cápita de Panamá ajustado por el índice de PPC

E : Elasticidad de ingreso de la demanda

²³ Ambos estudios se han tomado debido a su similitud geográfica con el Perú.

Luego de obtener el valor transferido, se trae a valor presente este valor tomando como periodo la vida de la central hidráulica (40 años). Los resultados se muestran a continuación:

Tabla N° 9: Costos transferidos de impactos ambientales

Impacto	Valor en Perú (US\$/MW)
Eliminación de cobertura boscosa	613,037.55
Modificación de fauna acuática	2,503.59
Cambios en condiciones de vida	110,267.4
TOTAL	725,808.54

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Estos costos se incluirán dentro del costo de inversión de la central, ya que son costos en los que debe de incurrir antes de iniciar las operaciones. El impacto “eliminación de cobertura boscosa”, valoriza las tierras perdidas calculando la cantidad de CO2 que se emite a la atmósfera por hectárea deforestada. Es importante recalcar que ya no se tomará en cuenta el impacto del CO2 sobre el cambio climático calculado bajo la metodología Externe pues se estaría tomado dos veces este factor. Por otro lado, el impacto “Modificación de fauna acuática”, valoriza un costo por el traslado de las especies a otras áreas. Por último, el impacto “cambio en condiciones de vida”, incluye el impacto del reasentamiento, mediante la estimación de un valor por gastos no incurridos; y el impacto sobre las actividades económicas productivas, mediante la estimación de un valor de producción por hogar.

- “Cases proyect WP 7” (septiembre del 2007), en este estudio se analiza el impacto de la generación eléctrica sobre incremento en el gasto del sistema sanitario producido por aumento de la población atraída por el trabajo de construcción, y se presenta un caso de estudio realizado para el Complejo Hidroeléctrico del Río Madeira. El complejo hidroeléctrico del río Madeira, está compuesto por 4 hidroeléctricas. En este estudio, sólo se analizan los impactos sobre las centrales de San Antonio y Jirau, las cuáles se encuentran en fase de construcción y se espera que inicien operaciones entre el 2012 y 2013. Los resultados encontrados por el estudio son los siguientes:

Tabla N° 10: Costos de impacto en sistema de salud

Impacto	US\$ por año	US\$ por MW
Incremento del gasto del gobierno en salud	21'969,713	3,406.16
Incremento del gasto en infraestructura sanitaria	9'933,231	1,540.04
Total en el sistema de salud	31'902,944	4,946.19

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Estos datos se llevan a valor futuro (2009) y se aplica la fórmula propuesta por Markandya, luego de obtener el valor transferido, se trae a valor presente este valor tomando como periodo la vida de la central hidráulica (40 años). Los resultados se muestran a continuación (ver Anexo N° 6):

Tabla N° 11: Costos transferidos de impacto en sistema de salud

Impacto	US\$ por MW
Total en el sistema de salud	44,994.86

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Este valor también se incluye dentro del costo de inversión de la central. A continuación se presenta un cuadro resumen de los costos que se deben incluir dentro del costo de inversión de la central hidráulica, en base a los dos estudios mencionados anteriormente:

Tabla N° 12: Impacto total de las externalidades generadas por una central hidráulica

Impacto	US\$ por MW
Eliminación de cobertura boscosa	613,037.6
Modificación de fauna acuática	2,503.6
Cambios en condiciones de vida	110,267.4
Incremento del gasto en el sistema de salud	75,193.4

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Como se mencionó anteriormente, éstos costos serán incluidos dentro del costo de inversión de la central.

3.6. Valoración económica de los impactos generados por una central nuclear

Dentro de los cálculos de la metodología Externe, no se han incluido dos aspectos ambientales importantes: seguridad nuclear y proliferación nuclear. Esto implica un gran problema para valorizar las externalidades generadas por este tipo de central ya que ambos aspectos generan impactos ambientales muy importantes.

A pesar de que las centrales nucleares no emiten gases de efecto invernadero, la emisión de radiación, ocasionada por un accidente nuclear, causa efectos nocivos sobre la salud de las personas, por efecto de la emisión de radio nucleídos en la atmósfera, o por la ingesta de agua, peces y productos cultivados contaminados con radio nucleídos emitidos en los ríos²⁴. Actualmente no existe un consenso metodológico para calcular el valor monetario de un accidente nuclear, no obstante la metodología Externe propone la metodología “daños esperados basados en el riesgo”²⁵, usando la siguiente formula:

$$C = P * G$$

Donde:

C: Costo de accidente nuclear

P: probabilidad de ocurrencia de accidente nuclear

G: Gastos incurridos para remediar el daño causado

En el estudio “The probability of a nuclear meltdown”²⁶, se calcula la probabilidad de un accidente nuclear usando la siguiente fórmula:

$$P = 1 - (1 - R)^{(T * N)}$$

Donde:

P: probabilidad de accidente nuclear

R: riesgo total

T: periodo de vida de la central

N: número de centrales instaladas

²⁴ Según Externe (2005), es necesario establecer la central nuclear cerca a un río ya que necesita de agua como insumo para la torre de enfriamiento.

²⁵ “Externe methodology” (2005)

²⁶ Paulitz, Henrik (2006)

El estudio toma un dato calculado por el gobierno Alemán en 1980 para el riesgo de explosión nuclear de 0.000029, si lo llevamos a valor presente (2009) obtenemos un valor de 0.00078. Además, asumimos $N=1$, ya que existe una central nuclear en el Perú; y un periodo de vida de la central de 40 años. Introduciendo estos valores en la ecuación obtenemos que existe un 3.06% de probabilidad de ocurrencia de un accidente nuclear.

El accidente nuclear más importante registrado en el mundo es el ocurrido en Chernóbil, en la explosión del reactor nuclear de esta central se liberaron cerca de 8 TN de combustible radioactivo. Según informes de Green Peace, 15 años después han muerto 20 mil personas a causa del accidente, además otras 300 mil tienen cáncer provocado por la radiación emitida²⁷.

El gobierno ruso estimó que el costo generado por la explosión es aproximadamente US\$ 250 mil millones. Por otro lado, el Research and Development Institute of Power Engineering estima que el costo total del accidente sería aproximadamente US\$ 358 mil millones, este costo incluye costos de tratamiento médico, descontaminación, traslado y reasentamiento de la población. Considerando que el reactor tenía una capacidad para producir energía de 1000 MW, se obtiene un valor del gasto para reparar el daño de 358 millones de US\$/MW²⁸.

Tabla N°13: Parámetros para cálculo de costo de accidente nuclear

Rubros	P (%)	G (Millones US\$/MW)	T (años)
Valor	0.12	358	40

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Con los rubros de la tabla anterior se obtiene un valor para el costo de accidente nuclear de 10'942,308 US\$/MW. Este valor se suma al costo de inversión de la central nuclear.

²⁷ Greenpeace - México

²⁸ Greenpeace - México

3.7. Valoración económica de ahorros de emisiones de CO₂ generados por Central de Biomasa y de Biogás

Para estas centrales se consideró la actividad de generación como una externalidad positiva, pues al realizar la actividad se evita las emisiones de gases tóxicos, básicamente Metano (CH₄).

Para el caso de la central de Biogás se genera un ahorro, pues se considera que sin la construcción de la central se ventearían los gases tóxicos del relleno sanitario (compuesto mayormente por metano). En el caso de la central de Cogeneración a partir de Biomasa, si no se utilizan los residuos de biomasa estos se desechan ocasionando el mismo efecto que los rellenos sanitarios.

Para la valoración económica de ahorros de emisiones de CO₂ se utilizan las estimaciones de ahorros de emisiones presentadas por la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático²⁹. Para cada caso se toma las estimaciones de los Mecanismos de Desarrollo Limpio presentado para los proyectos de Cogeneración a partir de Biomasa de Paramonga y Generación de energía a partir del Relleno Sanitario de Huaycoloro. La cantidad de ahorro de emisiones de CO₂ se multiplica por un precio de US\$ 5 por cada tonelada de Carbón, según los documentos MDL. Finalmente, estos resultados se traen a valor presente. (Ver Anexo N° 7).

Es importante señalar que se ha asumido para la central de biogás un costo variable igual a cero porque estos costos se han asumido en el proceso de recolección. Esto es viable si se integran verticalmente las actividades de recolección, segregación, tratamiento de los desechos municipales y la generación de electricidad; de no ser así es posible que la central de biogás no ingrese al parque generador óptimo.

²⁹ <http://unfccc.int/2860.php>

3.8. *Recomposición del parque generador incluyendo externalidades*

La siguiente tabla muestra los costos fijos anuales y costos variables por tecnología, luego de sumarle las externalidades calculadas anteriormente:

Tabla N° 14: Costos de generación eléctrica

Tecnología	Costo Fijo Anual "β" (US\$ por MW año)	Costo Variable "b" (US\$ por MWh)
Diesel	55,125	167.9
Gas Natural CS	68,513	43.2
Gas Natural CC	86,625	26.5
Carbón	105,040	34.5
Eólica	215,818	0.4
Hidráulica de pasada	227,180	1.0
Biogás de Rellenos Sanitarios	124,078	3.2
Hidráulica de embalse	342,068	0.9*
Cogeneración con Biomasa	326,050	13.4
Nuclear	1'468,401	5.0
Geotérmica	367,390	1.0
Solar FV	572,000	2.0

* Se excluye el impacto del CO₂ sobre el cambio climático, ya que, como se mencionó anteriormente, éste se considera en los costos fijos, dentro del impacto "eliminación de la cobertura boscosa" calculado en el apartado 3.4.

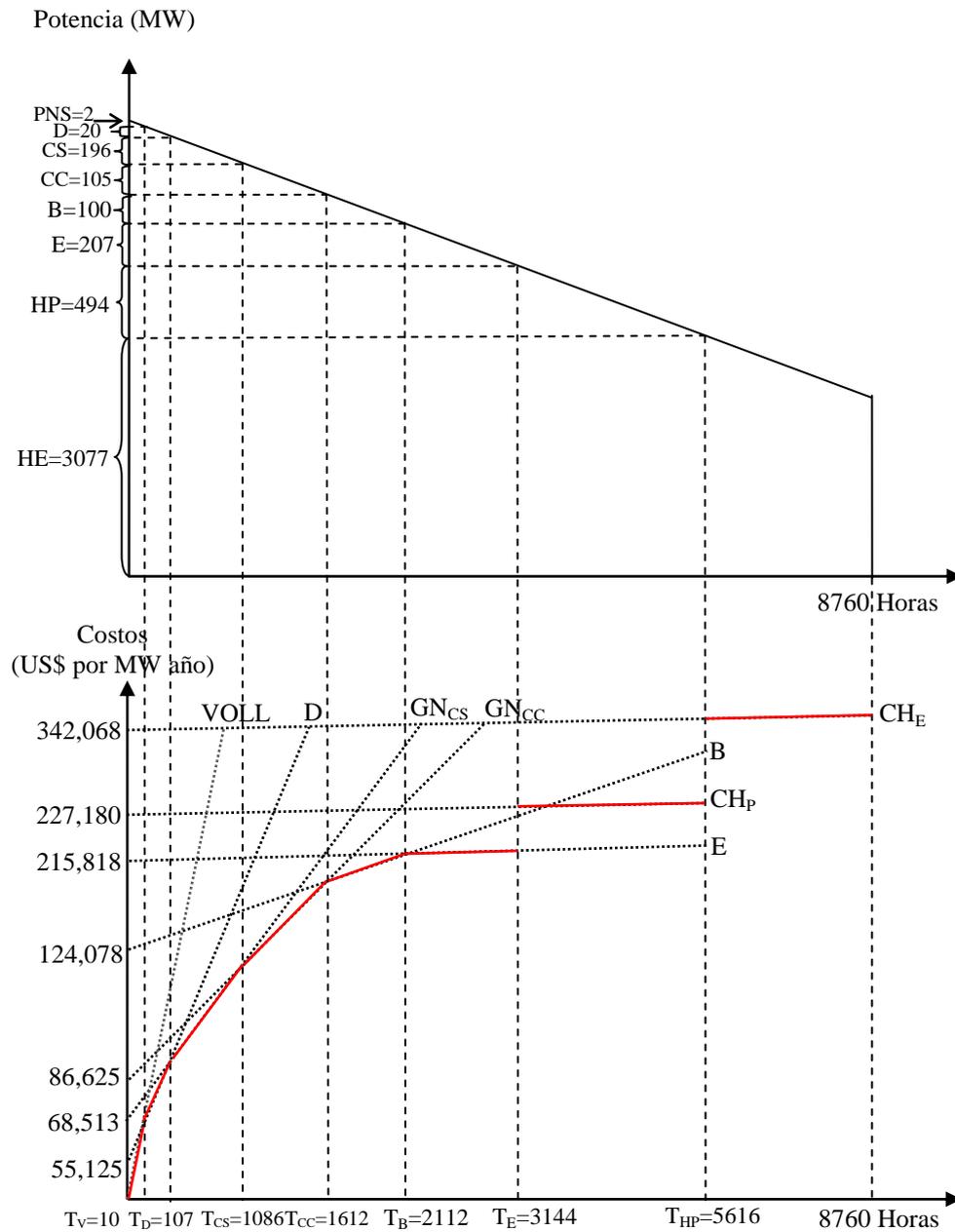
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Los costos encontrados bajo la metodología Externe, expresados en US\$ por MWh se suman a los costos variables. Por otro lado, las externalidades generadas por las centrales: Hidráulica de pasada, Hidráulica de embalse, Nuclear y Biogás de rellenos sanitarios se incluyen dentro del costo unitario expresado en miles de US\$ por MW-año.

En la tabla N° 14 podemos observar dos hechos importantes: Primero, el costo variable de las centrales térmicas es mucho mayor en relación a las demás centrales, debido a que generan más contaminación por un MWh de energía producida. Por otro lado, los costos de las ERNC han variado muy poco respecto a las demás, esto se debe a que no generan externalidades tan significativas como las centrales térmicas e hidráulicas.

Con los nuevos costos se resuelve el problema de minimización y en el gráfico N° 9 se presenta la composición del parque generador:

Gráfico N° 10: Relación entre costos y capacidad eficiente

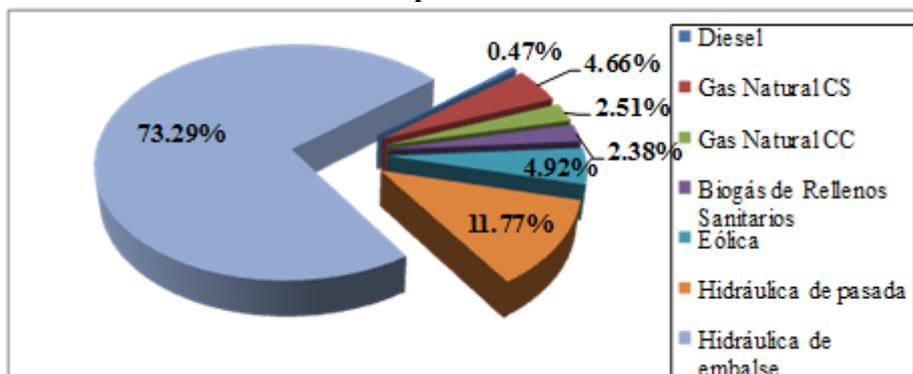


Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Es importante observar que al incluir las externalidades la capacidad instalada de las centrales térmicas disminuye de manera importante en relación al caso sin externalidades; además, en este caso la central a carbón ya no forma parte del parque generador. Por otra parte la central eólica si participa en este parque ya que a partir de las 2112 horas si puede cumplir con su factor de planta (30%) y la central hidráulica de pasada también ingresa porque a partir de las 3144 horas también cumple con su factor de planta (50%).

Esto le permite a la central hidráulica de embalse participar en un mayor número de horas. En el siguiente gráfico se muestra la participación en la potencia instalada por tecnología:

Gráfico N° 11: Participación en la Potencia Instalada



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En el gráfico anterior se puede observar que el parque generador posee una mayor capacidad instalada de centrales hidráulicas (85.07%), y esta capacidad es mayor al caso sin externalidades. Por otro lado, la capacidad térmica instalada disminuyó a 7.63%. Por otro lado, la central eólica posee el 4.92% de la capacidad total instalada del parque generador. En este caso, el costo total de generación asciende a US\$ 1'281,563 miles. En el Anexo N° 8 se puede observar el detalle de la potencia instalada y energía producida por tecnología, además del factor de planta de cada una.

3.9.Recomposición del parque generador incluyendo externalidades bajo incertidumbre

En la siguiente tabla se muestran los costos fijos anuales y costos variables por tecnología, incluyendo el costo por mantener otras centrales disponibles debido a la incertidumbre, esto se refleja en la variación de los costos fijos anuales:

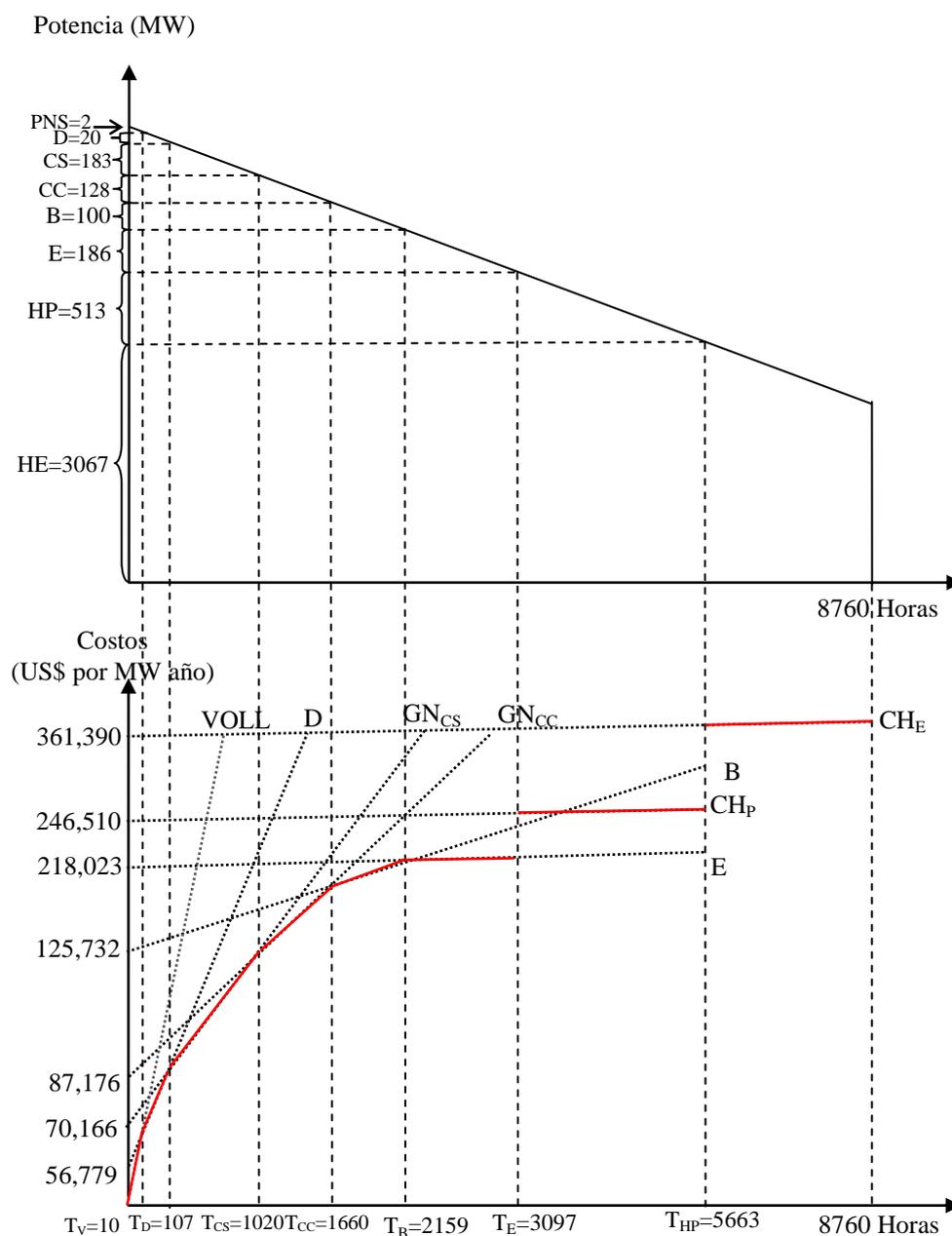
Tabla N° 15: Costos de generación eléctrica con Incertidumbre

Tecnología	Costo Fijo Anual "β" (US\$ por MW año)	Costo Variable "b" (US\$ por MWh)	Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF)
Diesel	56,779	167.91	3%
Gas Natural CS	70,166	43.15	3%
Gas Natural CC	87,176	26.47	1%
Carbón	113,262	34.53	3%
Eólica	218,023	0.37	4%
Hidráulica de pasada	246,510	0.99	35%
Biogás de Rellenos Sanitarios	125,732	3.21	3%
Hidráulica de embalse	361,390	0.93	35%
Cogeneración con Biomasa	327,706	13.41	3%
Nuclear	1'470,055	5.1	3%
Geotérmica	327,706	1.04	3%
Solar FV	574,205	1.98	4%

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Resolviendo el problema de optimización, el parque generador óptimo bajo incertidumbre se muestra en el gráfico N° 11.

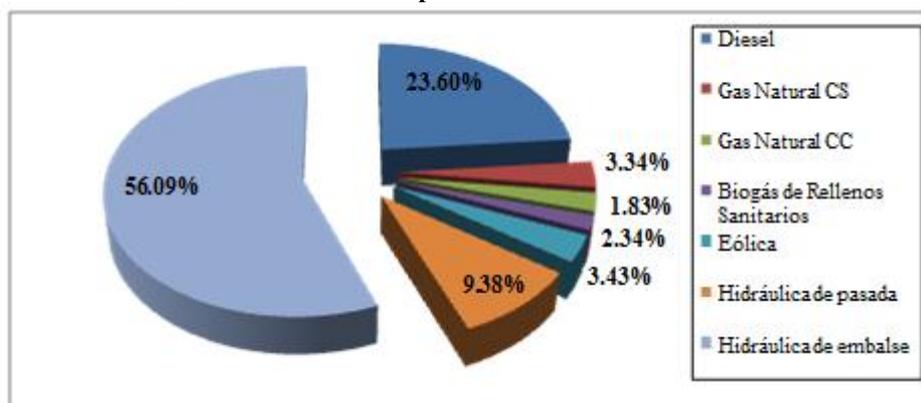
Gráfico N° 12: Relación entre costos y capacidad eficiente



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En este caso podemos ver una composición similar al presentado en el gráfico N° 10, salvo que en este caso se instala menos capacidad de centrales hidráulicas y de gas natural por el problema de incertidumbre. Es importante tener presente que la capacidad instalada de la Central Térmica a Diesel para cubrir la máxima demanda es de 19.5 MW, pero también se instalan 1271 MW de reserva para cubrir las indisponibilidades de las otras centrales. En el siguiente gráfico podemos observar la participación en la potencia instalada por tecnología:

Gráfico N° 13: Participación en la Potencia Instalada



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

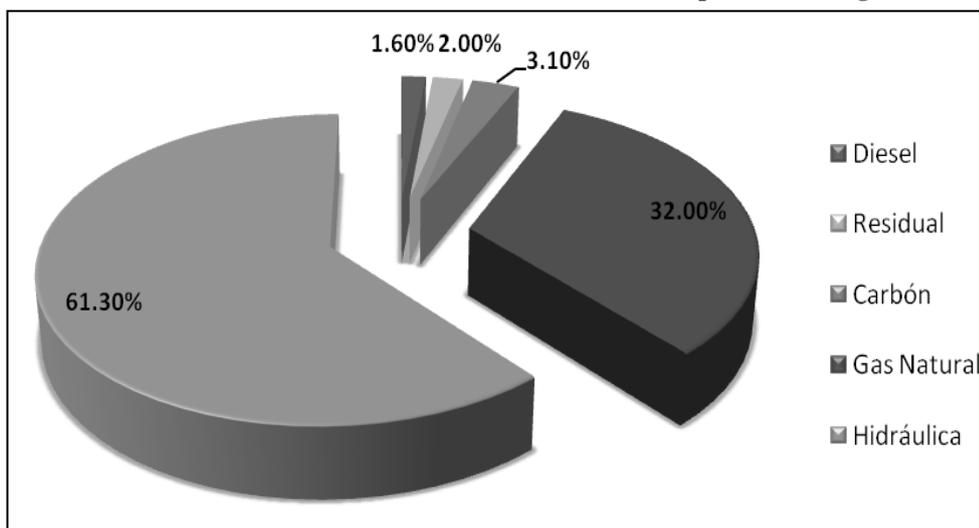
En este gráfico podemos observar que la participación de la potencia instalada de la central hidráulica es de 65.47%, esta es menor respecto al caso sin incertidumbre. Además, la participación en la potencia instalada de la central térmica a diesel es mayor (29.27%) debido a que es la central de respaldo. En este caso, el costo total de generación asciende a US\$ 1'405,393 miles. En el Anexo N° 9 se puede observar el detalle de la potencia instalada y energía producida por tecnología, además del factor de planta de cada una. Además, es importante recalcar que la central solar fotovoltaica tampoco ingresa por tener un costo fijo anual mayor, por lo que se encuentra dominada.

3.10. Composición del Parque Generador actual

Es importante recalcar que éste modelo es una idealización de un sistema de generación eléctrica, en el que la participación de las centrales hidráulicas es importante, aún si se consideran los costos sociales. Por otro lado, cuando se incluyen los costos sociales, la participación de las centrales térmicas se reduce en una cantidad importante, generando la posibilidad del ingreso de otras centrales, como la central de Biogás de rellenos sanitarios.

En el siguiente gráfico se muestra la composición real del parque generador actual, como se observa, la participación de la central hidráulica sigue siendo importante. No obstante, ésta participa en menor medida (61.3%), a diferencia del parque generador óptimo a costos sociales con y sin incertidumbre. Por otro lado, la participación de las centrales térmicas en el SEIN es de 38.7% del total de la capacidad instalada, la cual es mayor al caso con externalidades con y sin incertidumbre.

Gráfico N° 14: Cobertura de la máxima demanda del SEIN por fuente de generación



Fuente: GART – Reporte Estadístico diciembre del 2009

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

En base a lo encontrado podemos decir que el parque generador actual guarda similitud con el parque generador óptimo a costos privados sin incertidumbre, pero difieren en el porcentaje de Biogás que ingresa en el caso del parque generador óptimo (2.38%). Sin embargo, es muy diferente al parque generador óptimo incluyendo costos sociales, en el que la participación de la central hidráulica es de 83% sin incertidumbre y de 64% bajo incertidumbre; y además, la participación de las centrales térmicas es mucho menor.

4. Análisis de sensibilidad

El objetivo de este apartado es analizar cómo podría reconfigurarse el parque generador óptimo con externalidades y con incertidumbre ante cambios de algunas variables importantes, para ello se evaluarán tres tipos de eventos: cambios en la demanda, incremento de la capacidad instalable de la central de Biogás y alteraciones del precio del petróleo.

4.1. Sensibilidad ante variaciones de la demanda

En esta sección se analiza la variación de la composición óptima del parque generador óptimo ante incrementos de la demanda³⁰ entre 2009 y 2024.

Tabla N° 16: Composición del parque generador óptimo incluyendo costos sociales e incertidumbre al 2024

Año	Diesel	GNCS	GNCC	Biogás	Eólica	Hidráulica de Pasada	Hidráulica de Embalse
2009	23.60%	3.34%	2.34%	1.83%	3.43%	9.38%	56.09%
2010	23.59%	3.35%	2.37%	1.73%	3.52%	9.20%	56.24%
2011	23.59%	3.35%	2.39%	1.64%	3.59%	9.02%	56.41%
2012	23.59%	3.36%	2.41%	1.55%	3.66%	8.85%	56.58%
2013	23.58%	3.36%	2.44%	1.47%	3.73%	8.70%	56.71%
2014	23.59%	3.36%	2.45%	1.39%	3.79%	8.54%	56.88%
2015	23.58%	3.38%	2.48%	1.32%	3.86%	8.40%	56.98%
2016	23.58%	3.38%	2.49%	1.25%	3.92%	8.27%	57.12%
2017	23.58%	3.38%	2.51%	1.18%	3.97%	8.12%	57.26%
2018	23.58%	3.38%	2.53%	1.12%	4.02%	8.00%	57.38%
2019	23.58%	3.38%	2.54%	1.06%	4.07%	7.87%	57.50%
2020	23.57%	3.39%	2.56%	1.00%	4.12%	7.78%	57.58%
2021	23.57%	3.39%	2.57%	0.95%	4.16%	7.66%	57.70%
2022	23.57%	3.40%	2.58%	0.89%	4.21%	7.56%	57.78%
2023	23.57%	3.40%	2.60%	0.85%	4.24%	7.47%	57.88%
2024	23.56%	3.41%	2.61%	0.80%	4.29%	7.39%	57.94%

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

De la tabla anterior podemos observar lo siguiente:

- La participación de las centrales Hidráulicas a 2024 es aún importante, a esta fecha se espera tener una capacidad instalada de 922 MW para la Central Hidráulica de

³⁰ Según el documento “Prospectiva del Sector Eléctrico” de IPAE, la demanda de energía crecerá a una tasa de 5.8%.

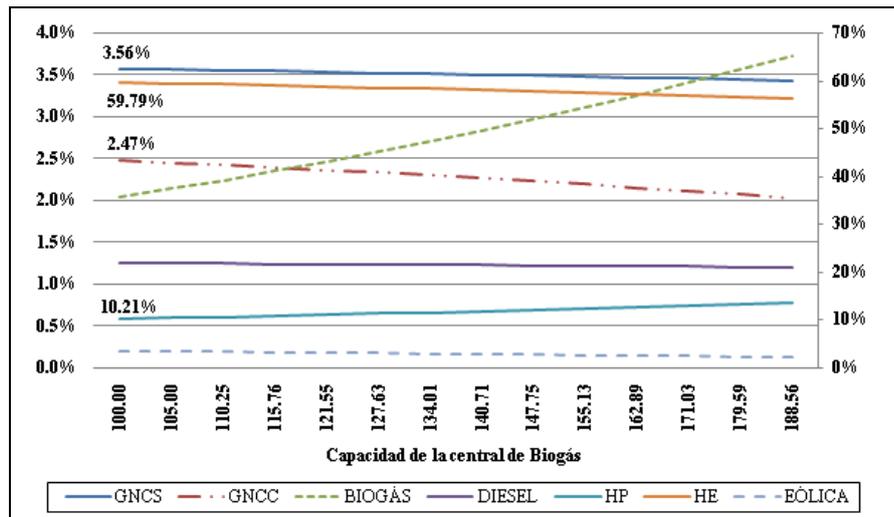
Pasada y una capacidad instalada de 7235 MW para la Central Hidráulica de Embalse. La proporción de potencia instalada respecto al total para la Central Hidráulica de Pasada es de 7.39% al 2024, y para la Central Hidráulica de Embalse es de 57.94%.

- En el caso de las centrales térmicas, se espera que al 2024 la participación de la Central a Diesel, a Gas Natural a Ciclo Simple, a Gas Natural a Ciclo Combinado sean de 23.56%, 3.41% y 2.61% respectivamente. La capacidad instalada al 2024 es de 46, 425 y 326 MW, respectivamente. En este caso estamos asumiendo que la central a Diesel sigue siendo la central de Punta que está disponible para funcionar como reserva.
- La participación de la Central de Biogás al 2024 es de 0.8%, asumiendo que a esta fecha lo máximo que se puede instalar es 100 MW. Por otro lado, la central eólica participa con el 4.29% de la potencia instalada.
- En conclusión, la participación de las centrales térmica de ciclo combinado, central eólica y de la central hidráulica de pasada aumentan, mientras que las participaciones de la central de Biogás e hidráulica de embalse disminuyen. Asumiendo de que en este periodo la capacidad máxima que se puede instalar de central a biogás se mantiene en 100 MW.
- Finalmente, la capacidad adicional por incremento de la demanda es de 5044 MW y el factor de carga al 2024 es de 79%.

4.2. Sensibilidad ante el incremento en la capacidad de la Central de Biogás

En este caso se muestra como cambia la composición óptima del parque generador ante variaciones en la capacidad instalada de la Central de Biogás. Se asume que la capacidad de la Tecnología de generación eléctrica a partir de Biogás aumenta desde 100 MW a una tasa del 5%, ello suponiendo que se construirán rellenos sanitarios para la extracción de Biogás y utilización para la generación de electricidad.

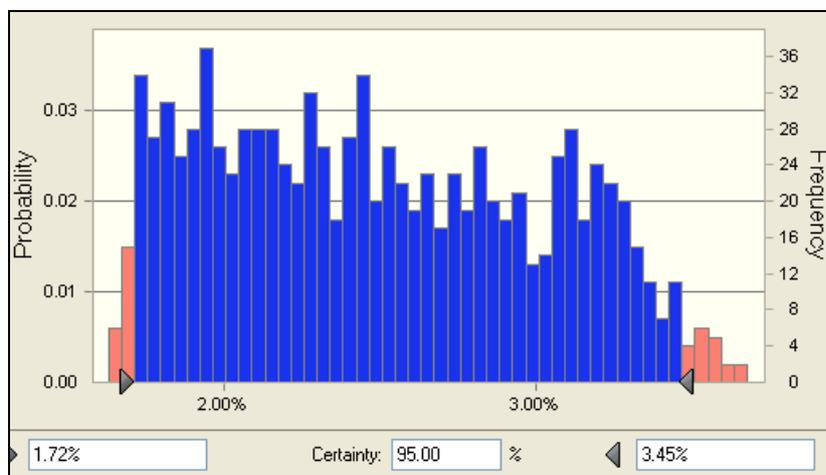
Gráfico N° 15: Participación en la Potencia de Centrales



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Podemos observar que las participaciones de las centrales de ciclo combinado, eólica e hidráulica de embalse disminuyen para dar paso a la mayor capacidad instalada de la central de biogás. Mientras que las participaciones de las demás centrales permanecen constantes.

Gráfico N°16: Participación de la Central de Biogás



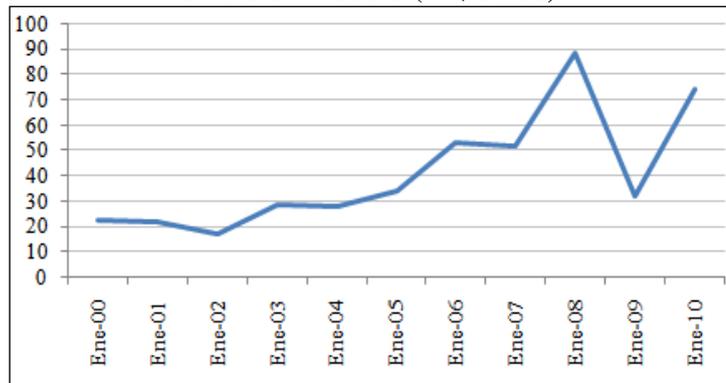
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

El gráfico N° 16, podemos decir que a un 95% de confianza la proporción de la capacidad instalada del Biogás estará entre 1.72% y 3.45% respecto al total de capacidad instalada.

4.3. Sensibilidad ante el cambio en los precios del petróleo y gas natural

Las variaciones en el precio del petróleo influyen en los costos variables de los combustibles líquidos y en el costo variable de centrales a gas natural indirectamente, dado que son sustitutos y que a nivel mundial los nuevos desarrollos han incrementado este nivel de sustitución.

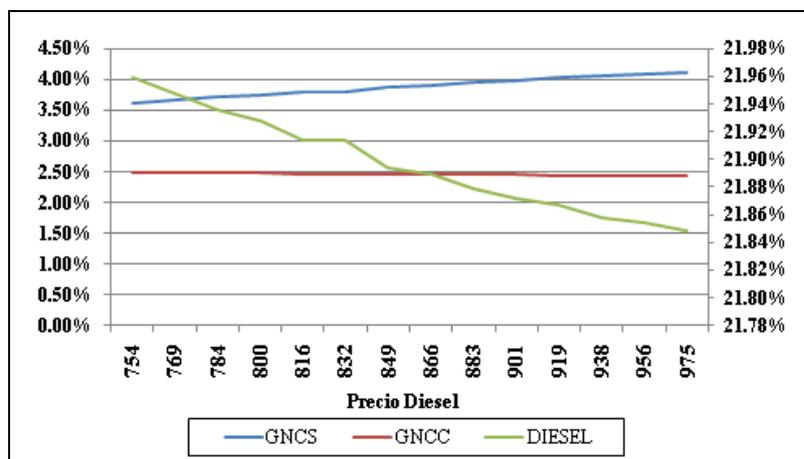
Gráfico N° 17: Evolución de la cotización del precio del crudo 2000-2010 WTI-NY (US\$/Barril)



Fuente: US Energy Information Administration (EIA)

Así, el incremento del precio del petróleo (en este caso supondremos que el precio del Diesel se incrementa en 2% y el precio del gas natural se incrementa en 1%) tendrá dos efectos: el incremento de los costos variables de las centrales térmicas que usan Diesel 2; y por otro lado, el incremento de los costos variables de las centrales a gas natural de ciclo simple y de ciclo combinado.³¹

Gráfico N°18: Participación en la potencia de Centrales Térmicas



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

³¹ Se asumen que la relación entre las tasas de variación de los precios del petróleo y gas natural será de 2 a 1.

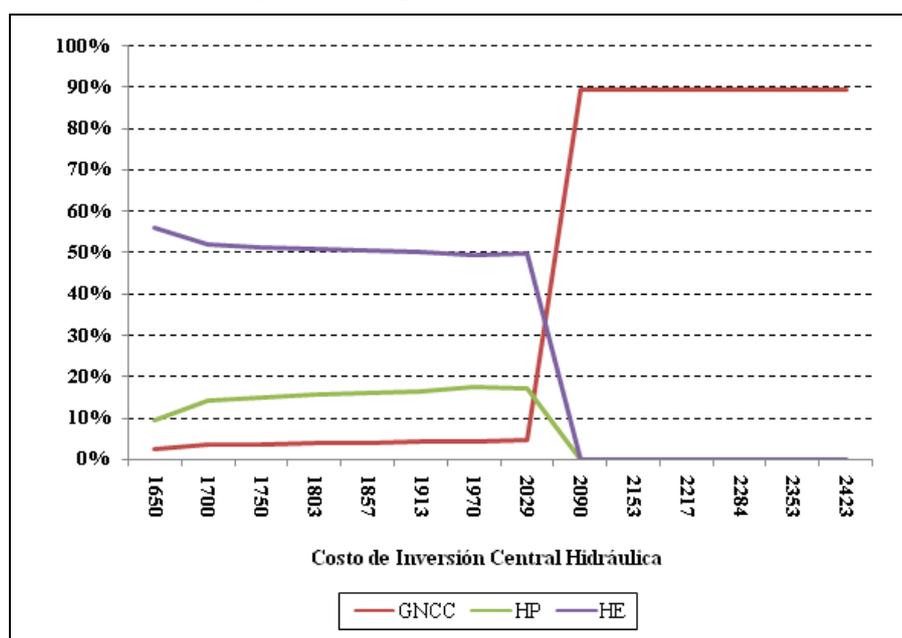
En el gráfico anterior se puede apreciar como a partir de un precio del diesel 2 de US\$ 754 por tonelada, la participación en la potencia de la central térmica a diesel 2 se reduce de 21.96% a 21.85%, además la participación de la central a gas natural de ciclo combinado también se reduce de 2.50% a 2.44%, mientras que las participaciones de la central a gas natural de ciclo simple aumentan de 3.62% a 4.11%. Por otro lado, la participación de la central hidráulica de embalse aumenta de 59.96% a 59.98%.

4.4. Sensibilidad ante el cambio en el costo de inversión de la central hidráulica

En este caso se analiza la composición del parque generador óptimo ante un incremento del 3% en el costo de inversión de las centrales hidráulicas. En el Gráfico N° 19 podemos observar que a partir de un costo de inversión de 2,090 miles de dólares de la central hidráulica ya no es viable su participación en el parque generador, dándole lugar a la central térmica de ciclo combinado.

A partir de este costo, la participación de la central de ciclo combinado es de aproximadamente 90%, también forman parte de la potencia total instalada la central a diesel y la central de ciclo simple.

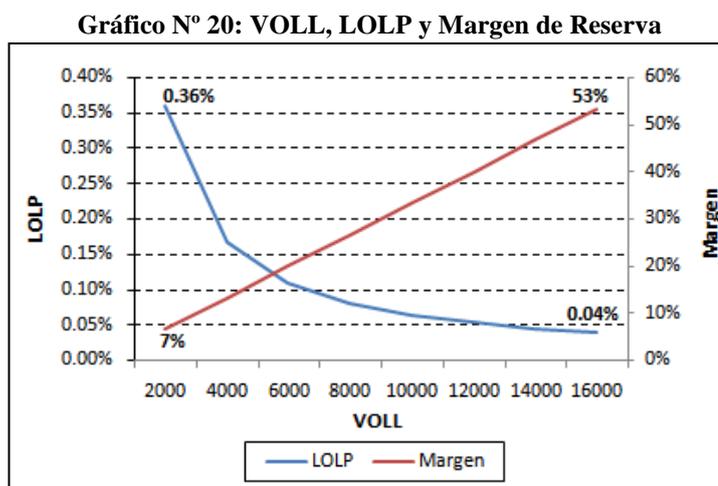
Gráfico N° 19: Participación en la potencia de Centrales a Gas Natural e Hidráulicas



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

4.5. Relación entre el margen de reserva, VOLL y LOLP

En el siguiente gráfico podemos observar que el margen de reserva y el VOLL guardan una relación positiva, ya que se necesita pagar más para mantener un mayor margen, por otro lado, la relación entre el LOLP (probabilidad de pérdida de carga) y el VOLL es negativa, es decir, cuando el VOLL se incrementa el LOLP disminuye.



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

4.6. Sensibilidad ante un escenario con cambios conjuntos en el precio del petróleo, capacidad de la Central de Biogás y el costo de oportunidad del capital

En este caso se toma un escenario en el que los parámetros analizados anteriormente varían de forma conjunta, además se incluye la variación del costo de oportunidad de capital. Para ello se van a hacer supuestos sobre la distribución de los parámetros, se asume que todos siguen una distribución normal:

Tabla N° 17: Medias y desviaciones estándar de las variables

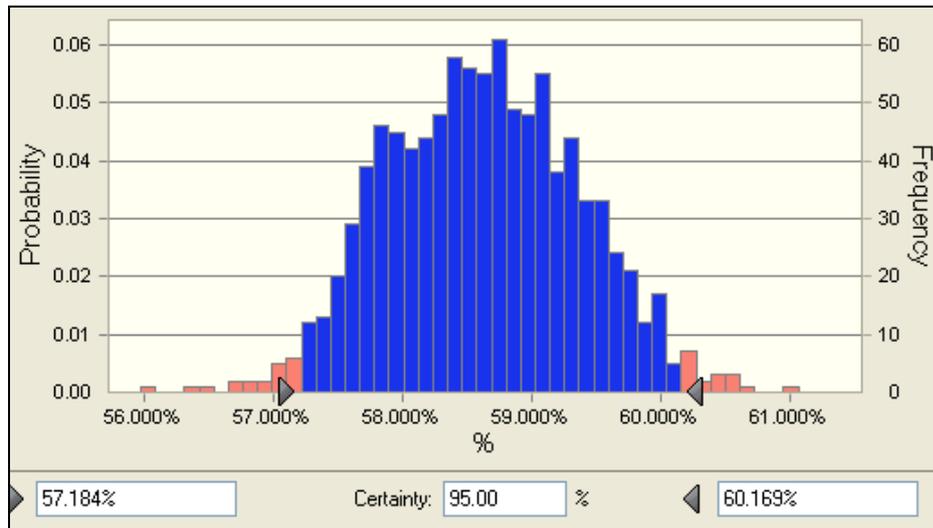
Parámetro	Media	Desviación estándar
Costo de oportunidad del capital	10%	0.01
Precio del Diesel	869	76.93
Precio del Gas Natural	2.56	0.11
Capacidad de Central de Biogás	100	10

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Ante variaciones conjuntas de los cuatro parámetros, puedo afirmar al 95% de confianza que:

- La participación en la Potencia Instalada de la Central Hidráulica de Embalse está entre 57.18% y 60.17%.

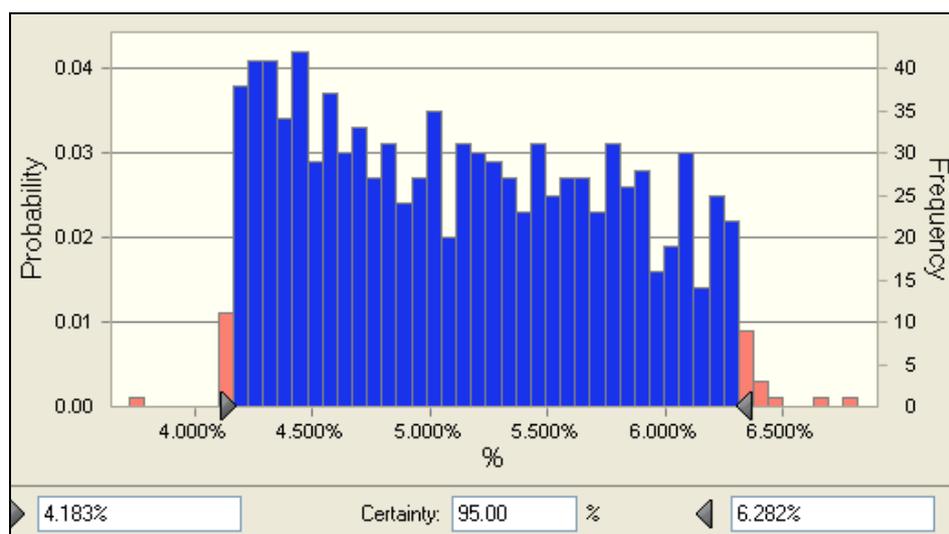
Gráfico N° 21: Participación de la Central Hidráulica de Embalse



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

- La participación en la Potencia Instalada de la Central Hidráulica de Pasada está entre 4.18% y 6.28%.

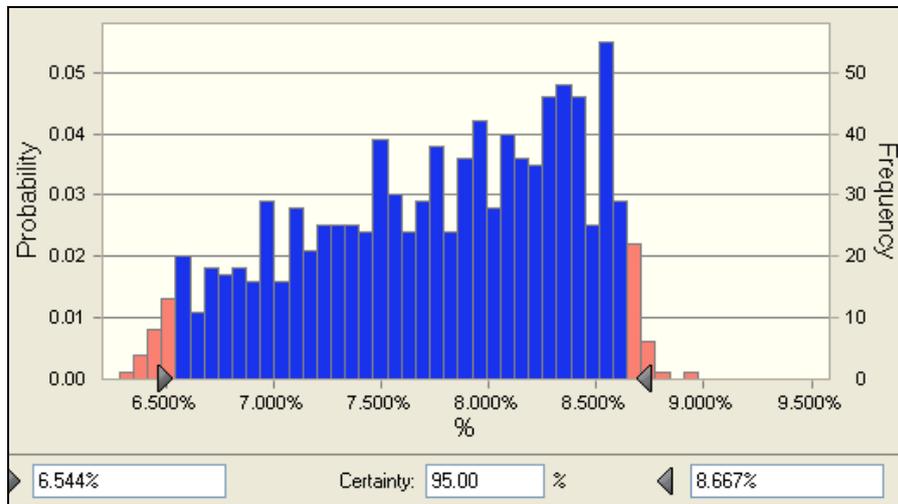
Gráfico N° 21: Participación de la Central Hidráulica de Pasada



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

- La participación en la Potencia Instalada de la Central Eólica está entre 6.54% y 8.67%.

Gráfico N° 22: Participación de la Central Eólica

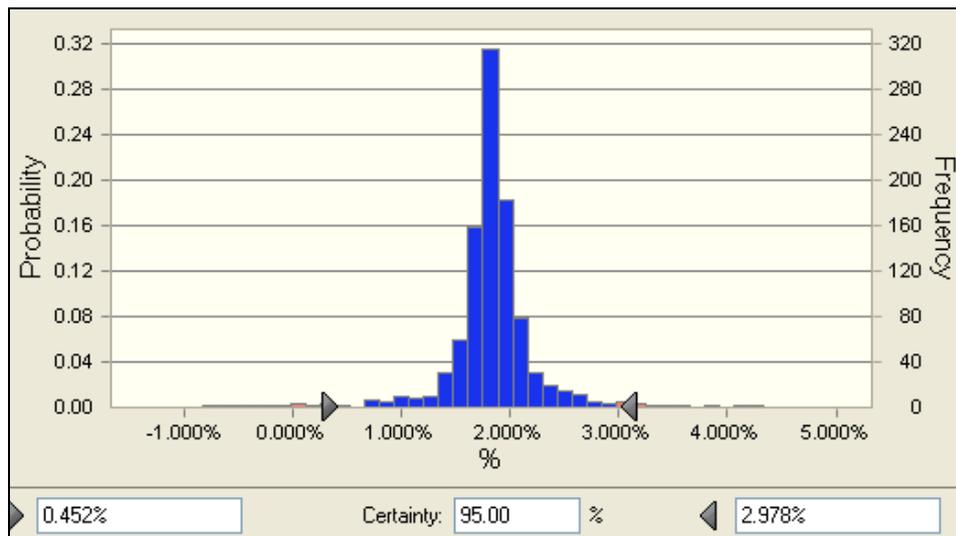


Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En general, podemos decir que la participación de la central hidráulica es importante tomando en cuenta los costos sociales dentro del parque generador. Además, la central eólica también tiene una presencia importante dentro del parque generador.

- La participación en la Potencia Instalada de la Central de Biogás está entre 0.45% y 2.98%.

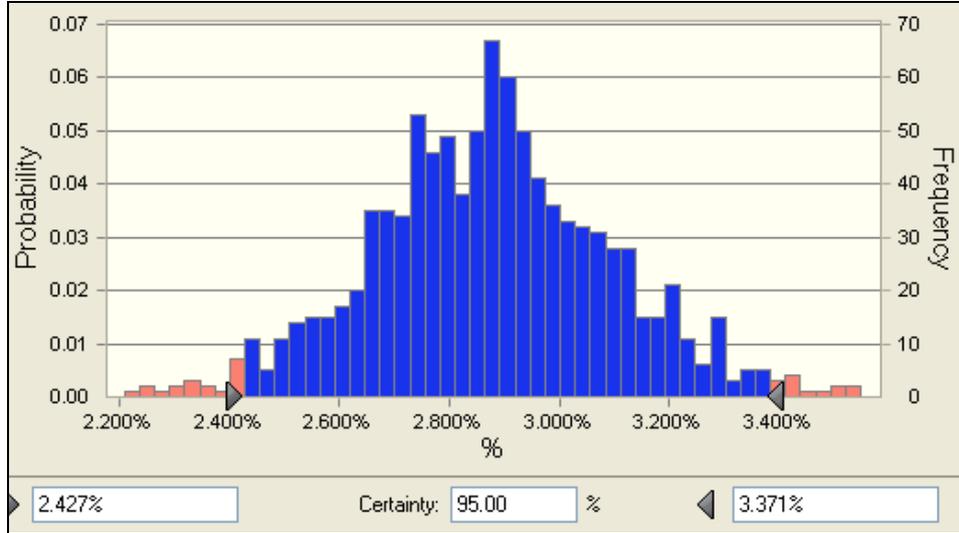
Gráfico N° 23: Participación de la central de Biogás



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

- La participación en la Potencia Instalada de la Central Térmica de Ciclo Combinado está entre 2.43% y 3.37%.

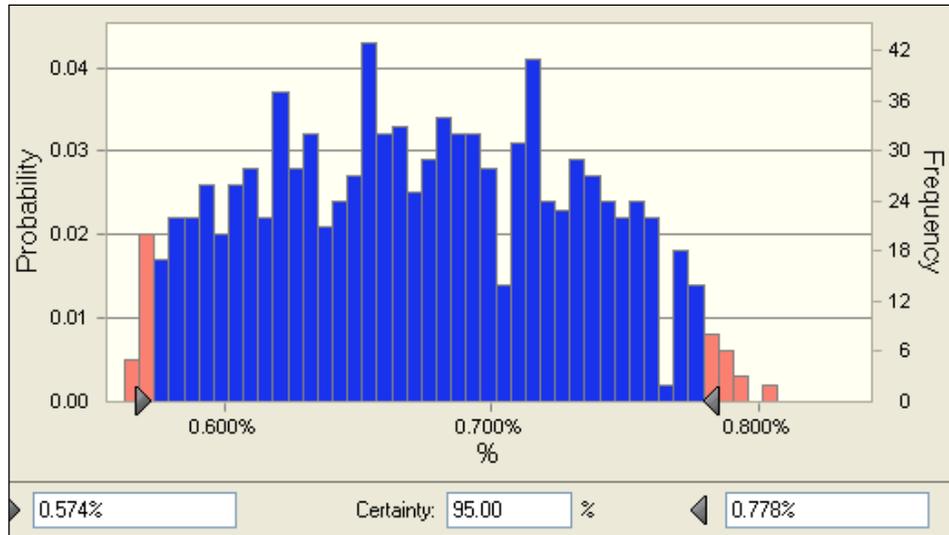
Gráfico N° 24: Participación de la Central a Gas Natural de Ciclo Combinado



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

- La participación en la Potencia Instalada de la Central Térmica de Ciclo Simple está entre 0.57% y 0.78%.

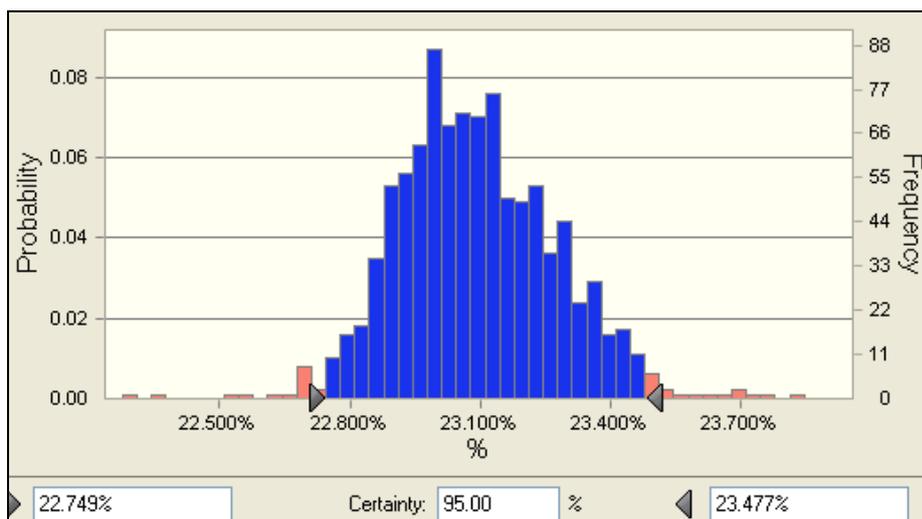
Gráfico N° 25: Participación de la Central a Gas Natural de Ciclo Simple



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

- La participación en la Potencia Instalada de la Central Diesel está entre 22.75 % y 23.48%.

Gráfico N° 26: Participación de la Central a Diesel



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

De aquí podemos concluir que la participación de las centrales térmicas es pequeña a comparación de las centrales térmicas, excepto la central a diesel, que en periodos de incertidumbre se presenta como la central de reserva. Además, existe una participación significativa de la central eólica, y una participación de la central a gas natural en menor medida.

5. Análisis del Decreto Legislativo N° 1002: utilización de energías renovables

El Decreto Legislativo N° 1002 tiene como objetivo la promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, para ello estableció un nivel de participación de las energías renovables del 5% entre biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz e hidráulicas pequeñas³². En línea con esta Ley, se realizó la primera subasta de energías renovables, en la que se estableció una potencia a instalar de 27.4 MW para centrales de biomasa, 142 MW para centrales eólicas, 80 MW para centrales solares y 162 MW para pequeñas centrales hidráulicas.

El Ministerio de Energía y Minas es el encargado de establecer cada 5 años un porcentaje objetivo en el que debe participar la electricidad generada a partir de recursos renovables, este porcentaje será de hasta 5% en cada año del primer quinquenio. Las empresas beneficiadas con este decreto colocarán su energía en el mercado de corto plazo y en caso en que el costo marginal resulte menor a la tarifa determinada por el OSINERGMIN, el precio se complementará con una prima fijada también por OSINERGMIN.

Nuestro interés en esta sección es comparar los parques generadores óptimos encontrados bajo incertidumbre (con y sin costos sociales), con los parques incluyendo las potencias y energías adjudicadas en la primera subasta, con y sin costos sociales.

Primero veamos el caso sin costos sociales; para poder comparar el parque generador óptimo, se le sustrajo a la potencia instalada de la central hidráulica de embalse, la potencia adjudicada en la primera para subasta para las energías renovables³³. Lo mismo se realizó para la energía adjudicada³⁴. En la tabla N° 18 se muestra el costo de potencia y el costo por energía, si lo comparamos con el costo total del parque generador óptimo sin costos sociales (US\$ 981 millones), encontramos que el costo total del parque generador incluyendo las potencias y energías adjudicadas en a primera subasta (US\$ 998 millones) es mayor en 1.72%.

³² Se consideran hidráulicas pequeñas aquellas con una potencia instalada menor a los 20 MW.

³³ En total se adjudicaron 249.4 MW de ERNC (Biomasa, eólica y solar).

³⁴ En total se adjudicaron 887,240 MWh de energía.

Tabla N° 18: Costos de potencia y energía incluyendo potencias y energías adjudicadas, sin externalidades

Tecnología	Potencia por Tipo de Tecnología (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)	Costo de potencia (miles de US\$)	Costo por energía (miles de US\$)
VOLL	1.9	9.5	0.0	56.7
Diesel	19.1	1,094.8	43,220.0	173.9
Gas Natural CS	244.8	175,494.9	17,174.2	5,510.5
Gas Natural CC	818.7	2,763,575.2	71,368	51,402.5
Carbón	399.9	2,568,088.7	42,666.5	38,521.3
Biogás de Rellenos Sanitarios	4.4	28,295.0	899.6	0.0
Hidráulica de Embalse	2466.3	22,722,737.0	622,590.9	18,178.2
biomasa	23.0	115,000.0	7,918.0	1,495.0
Eólica	142.0	571,003.0	30,959.3	0.0
Solar	80.0	172,942.0	45,936.4	0.0
TOTAL	4200	29,118,240	882,735	115,281

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Haciendo lo mismo para el caso incluyendo costos sociales, en la siguiente tabla se muestra el costo por potencia y el costo por energía del parque generador incluyendo las potencias y energías adjudicadas:

Tabla N° 19: Costos de potencia y energía incluyendo potencias y energías adjudicadas, con externalidades

Tecnología	Potencia por Tipo de Tecnología (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)	Costo de potencia (miles de US\$)	Costo por energía (miles de US\$)
VOLL	1.9	9.8	0.0	58.5
Diesel	19.5	1,746.1	51,303.9	436.3
Gas Natural CS	182.5	9,119.5	12,805.0	1,357.5
Gas Natural CC	127.9	144,367.2	11,147.0	14,043.8
Hidráulica de pasada	513.2	2,248,030.3	126,521.0	6,161.0
Biogás de Rellenos Sanitarios	4.4	28,295.0	553.2	907.0
Hidráulica de Embalse	3,105.5	25,827,727.2	390,464.0	827,951.3
biomasa	23.0	115,000.0	7,537.2	1,541.8
Eólica	142.0	571,003.0	30,959.3	2,090.7
Solar	80.0	172,942.0	45,936.4	342.9
TOTAL	4200	29,118,240	677,227	854,832

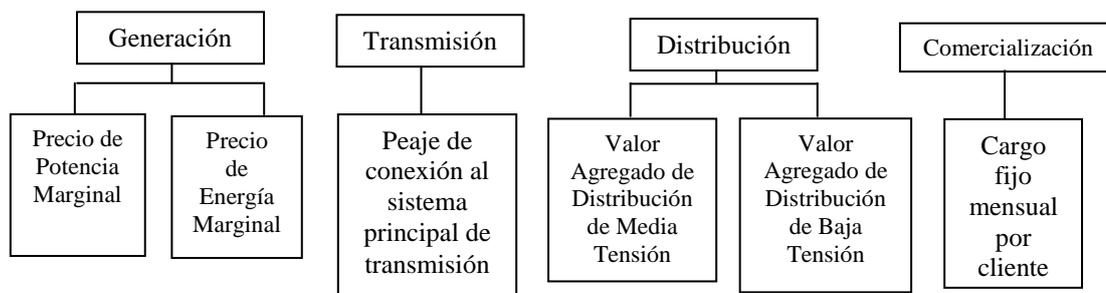
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

En este caso, el costo total de generación es de US\$ 1,532 millones, el cuál es mayor en 9.01% al costo de generación del parque generador óptimo incluyendo externalidades (US\$ 1,405 millones).

En conclusión se puede observar que el parque generador incluyendo las potencias y energías adjudicadas, tiene un mayor costo, en comparación con el parque generador óptimo. Esto podría estar ocurriendo porque para la fijar la meta del 5% de energías renovables no se ha considerado los costos sociales de cada tecnología.

6. Impacto de los incrementos en los costos de generación eléctrica sobre las tarifas para clientes residenciales finales

La variación de los costos de generación cuando se incluyen los costos sociales en la determinación del parque generador óptimo (50%) también impacta en la tarifa para clientes residenciales finales, específicamente en el precio de potencia marginal y en el precio de energía marginal. A continuación se presenta una forma aproximada de cómo se construye la tarifa para un cliente residencial final:



Para el caso del parque generador incluyendo externalidades y sin incertidumbre se asume que se tiene un individuo del sector típico 1 que consume mensualmente 120 KWh, en las siguientes tablas se indica el precio monómico y los precios relacionados a la transmisión, distribución y comercialización:

Tabla N° 20: Precios marginales

Precio Promedio de Energía (US\$ por MWh)	11.2
Precio Marginal de Potencia (US\$ por MWh)	10.5
Precio Monómico (US\$ por MWh)	22

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Tabla N° 21: Precios relacionados a la transmisión, distribución y comercialización

Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión (S/. por KW-mes)	14.1
Valor Agregado de Distribución Media Tensión (S/. por KW-mes)	10.8
Valor Agregado de Distribución Baja Tensión (S/. por KW-mes)	41.1
Cargo Fijo Mensual por Cliente (S/.)	2.3

Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación tarifaria – GART

Con estos datos se convierten todos los precios a un cargo único por energía (CUe), dividiendo los datos que se encuentren en KW-mes entre el factor de carga³⁵ y entre 720 horas, para encontrar un cargo por energía expresado en S/. por KWh.

Tabla N° 22: Tarifa mensual para cliente residencial final

CUe (s/. por KWh)	0.22
Consumo mensual (KWh)	120
Pago Mensual (S/.)	28.3

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Multiplicando el CUe por el consumo mensual y sumándole el cargo fijo se encuentra que el consumidor debe pagar una tarifa mensual de S/. 28.3, dado un consumo mensual de 120 KWh. Esta tarifa representa una reducción del 9.5% respecto al escenario sin externalidades.

A continuación se realiza el mismo cálculo pero esta vez para el parque generador bajo incertidumbre:

Tabla N° 23: Precios marginales

Precio Promedio de Energía (US\$ por MWh)	11.2
Precio Marginal de Potencia (US\$ por MWh)	13.3
Precio Monómico (US\$ por MWh)	24.5

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Al igual que en el caso anterior, con estos datos se convierten todos los precios a un cargo único por energía (CUe):

Tabla N° 24: Tarifa mensual para cliente residencial final

CUe (s/. por KWh)	0.23
Consumo mensual (KWh)	120
Pago Mensual (S/.)	29.3

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

Así, se obtiene un pago mensual de S/. 29.3, el cual representa una reducción del 9.1% respecto al pago mensual sin incluir externalidades.

³⁵ Se asume un factor de carga del 60% para los clientes.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Este documento muestra la relevancia que tiene para la composición óptima del parque generador la adición de los costos sociales y ambientales a los costos privados, ya que modifica la potencia a instalar óptima para cada tecnología de forma apreciable.

A costos privados, se encontró que las energías renovables no convencionales (ERNC) se encuentran dominadas básicamente por sus altos costos fijos, obteniéndose una participación de la cobertura en la máxima demanda de las centrales hidráulicas y las centrales térmicas de 64% y 33.6%, respectivamente (la central de biogás participa con 2.4%). Para el caso con incertidumbre las participaciones son 50.8% y 47.2%, respectivamente; y la central de biogás participa con el 1.9%.

Al analizar las externalidades por tecnologías, se observa que las centrales térmicas son las que generan una mayor cantidad de contaminantes, y en el caso de las centrales hidráulicas, las que generan más impactos ambientales son las centrales que tienen embalse, debido al tema de desplazamiento de poblaciones y la afectación a la flora y fauna acuática en el área de impacto directo e indirecto del proyecto.

Dentro de las ERNC, las centrales de biomasa y geotérmica, también emiten contaminantes. Además, la central nuclear no emite contaminantes, pero sí genera impactos ambientales importantes debido al riesgo de explosión nuclear. Por otro lado, las Centrales de Biogás y de Cogeneración con Biomasa generan una externalidad positiva al ahorrar emisiones de CO₂.

Al incluir externalidades, la participación de las centrales térmicas disminuye en gran medida, mientras que la participación de la central de Biogás permanece constante. Además, en el caso con incertidumbre, la participación de la Central Térmica a Diesel aumenta porque se considera como la central de base que debe estar disponible en todo momento.

El análisis de sensibilidad muestra que a medida que aumenta la demanda de energía, la participación de la central hidráulica de embalse, la central eólica y la central térmica de ciclo combinado aumentan. Si se incrementa la capacidad máxima para la central de biogás, la participación de la central hidráulica de embalse y la central a gas de ciclo combinado disminuyen. Además, se encontró que incrementos en el precio

del diesel, aumentan la participación de las centrales de gas natural e hidráulicas y disminuyen la participación de las centrales térmicas a diesel. Finalmente, para costos de inversión mayores a los US\$ 2,090 miles ya no es viable la construcción de centrales hidroeléctricas, en este caso, se incrementa la participación de centrales a gas natural de ciclo combinado.

En base a los cálculos realizados se puede ver que parece ser bastante robusto un resultado en el cual es conveniente para la sociedad una participación relativamente pequeña de energías renovables no convencionales, en particular la energía generada a través de centrales eólicas (4.9%) y rellenos sanitarios (2.4%).

Es importante recalcar que para que exista la posibilidad de instalar capacidad con centrales solares, se debe tener en cuenta algunos aspectos como economías de escala, la capacidad de las centrales a instalar, y la posibilidad de que formen parte de un sistema aislado o no.

En base a estos resultados parciales, que deben ser mejorados por futuras investigaciones en diferentes aspectos, se puede discutir con mejores elementos la posibilidad de ampliar o no el porcentaje asignado a estas tecnologías e incluso la composición interna dentro de la subasta administrada por OSINERGMIN.

En el presente estudio también se encontró que, en un escenario sin incertidumbre, las tarifas eléctricas disminuirían aproximadamente en 9%, debido a que se disminuiría la generación de electricidad de las centrales más contaminantes (carbón, diesel).

Otro punto importante donde se pueden refinar los cálculos tiene que ver con la necesidad de realizar estudios propios que valoricen los daños como alternativa al método de transferencia de valores. En esta línea, se considera necesario que el Sistema de Información para el procesamiento de supervisión ambiental de las empresas eléctricas, sea complementado con registros de emisiones de CO₂ de las centrales térmicas. Además, es necesario incluir estos registros para las centrales hidráulicas, ya que sólo se evalúa la calidad de efluentes líquidos de éstas (sólidos totales en suspensión y aceites grasos), pero no se tienen registros de calidad de emisiones gaseosas.

8. Bibliografía

- Bunn, Derek
2004 *Modelling prices in competitive electricity markets*. West Sussex: John Wiley & Sons, Inc.
- CENTRO CLIMA – Center for Integrated Studies on Climate Change an the Environment
2007 *CASES PROJECT - WP7*
- Centro de Estudios Estratégicos de IPAE
2009 *Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018*.
- CEPAL
2007 *Análisis económico de los costos externos ambientales de la generación de energía eléctrica*.
- Chiang, A. y Wainwright, K.
2006 *Métodos fundamentales de economía matemática*. Cuarta edición. México D.F.: McGraw-Hill Interamericana
- COES
2009 *Estadísticas anuales*
<<http://www.coes.org.pe/DataWeb2/2009/STR/estadistica/ANUAL/anual.htm/>>
- Comisión Nacional de Energía – Chile
2007 *Guía para evaluación ambiental de proyectos de biomasa*.
2006 *Guía para evaluación ambiental de proyectos eólicos*.
- Cordero Sara, Ricardo Montenegro, Maribel Mafla, Irene Burgués, Jhon Reid
2006 *Análisis de costo beneficio de cuatro proyectos hidroeléctricos en la cuenca Changinola-Teribe*.
- Dahl, Carol A.
2004 *International energy market. Understanding Pricing, Policies and Profits*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell.
- Dammert Lira, Alfredo; García Carpio, Raúl y Molinelli Fiorella
2008 *Regulación y Supervisión del sector eléctrico*. Primera edición. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial.
- De la Cruz, Ricardo y Mori, Anthony
2007 *¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo? La composición del parque generador es importante*. Macroconsult S.A.
- ESAN
2008 *Promoción de Inversión en Generación Hidráulica*
[Diapositivas]
- Externe: Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission.
2008 <<http://www.externe.info/>>

- García Carpio, Raúl
2008 *Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad.* Tesis para optar el título de Magíster en Regulación de Servicios Públicos en la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Haab, Timothy y McConnell, Keneth
2002 *Valuing Environmental and Natural Resources. The Econometrics on Non-Market Valuation.* Cheltenham: Edward Elgar Publishing Limited.
- Hunt, Sally
2002 *Making Competition Work in Electricity.* Nueva York: John Wiley & Sons, Inc.
- International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA)
2005 *Projected costs of generating electricity.*
- IPAE
2009 *Prospectiva del Sector Eléctrico.*
- Lammont, Alan D.
2008 *Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies.* Energy Economics 30.
- Loyola, Roger y Sonco, Carlos
2007 *Beneficios económicos de la reducción de plomo en la sangre de la población infantil.* CIES. Proyecto Breve Cerrado (PBC)
- Mazer, Arthur
2007 *Electric Power Planning for Regulated and Deregulated Markets.* New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
2008 *“Atlas eólico noviembre 2008”*
- OSINERGMIN
2010 Sistema de Información de Energías Renovables
<<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>>

2008 Determinación del MRFO y TIF para el Sistema Interconectado Nacional. Periodo 2008 – 2012. Informe N° 0430-2008-GART.
- Paulitz, Henrik
2006 *The probability of a nuclear meltdown.* International Physicians for the Prevention of Nuclear War (IPPNW).
- Pindyck, Robert y Rubinfeld, Daniel
2001 *Microeconomía.* Quinta edición. Prentice Hall.
- Proyecto CASES – Externe
2008 <http://www.feem-project.net/cases/project_background.php>

- Shavell, Steven
2004 *Foundations of Economic Analysis of law*. London: The Belknap Press of Harvard University Press.
- Sistema de recepción de información de la GFE – OSINERGMIN
- Stoft, Steven
2002 *Power System Economics*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)
2006 Project 0708: Huaycoloro landfill gas capture and combustion.
2003 Project 0070: Paramonga CDM Bagasse Boiler Project
- Varian, Hall
2005 *“Microeconomía intermedia”*. Tercera Edición. Barcelona: Antoni Bosch, editor.
- Vásquez Cordano, Arturo
2006 *“Sistemas de sanciones por Daños Ambientales para la fiscalización de la Industria de Hidrocarburos en el Perú.”*. OSINERGMIN-Oficina de Estudios Económicos.

Anexo N° 1: Minimización de costo de generación eléctrica

El objetivo de la minimización del costo de generación eléctrica es encontrar la composición óptima del parque generador. La finalidad es obtener los puntos de corte óptimos, que me indican hasta que nivel va participar cada tecnología; a partir de éstos puntos se pueden calcular las potencias a instalar y la energía producida para cada tecnología. Dentro del problema de optimización se debe tener en cuenta las restricciones del factor de planta de las tecnologías intermitentes. Formalmente el problema es el siguiente:

$$\mathit{Min}_{\{t_i\}} \left\{ \sum_{i=1}^T \beta_i Y_i + \sum_{i=1}^T b_i E_i + VOLLxENS \right\}$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^T Y_i + PNS = \bar{D} \quad (i = 1, 2, 3, \dots, T)$$

$$FP_i = \frac{E_i}{Y_i * 8760} \leq \overline{FP}_i \quad (i = 1, 2, 3, \dots, T)$$

Donde:

E_i : Cantidad de energía despachada por la tecnología i

Y_i : Potencia instalada de la tecnología i

b_i : Costo variable de tecnología i (US\$/MWh)

β_i : Costo fijo de tecnología i (US\$/MW año)

t_i : Punto de corte óptimo de la central i

$D(t)$: Curva de duración de la demanda

\bar{D} : Demanda máxima del sistema

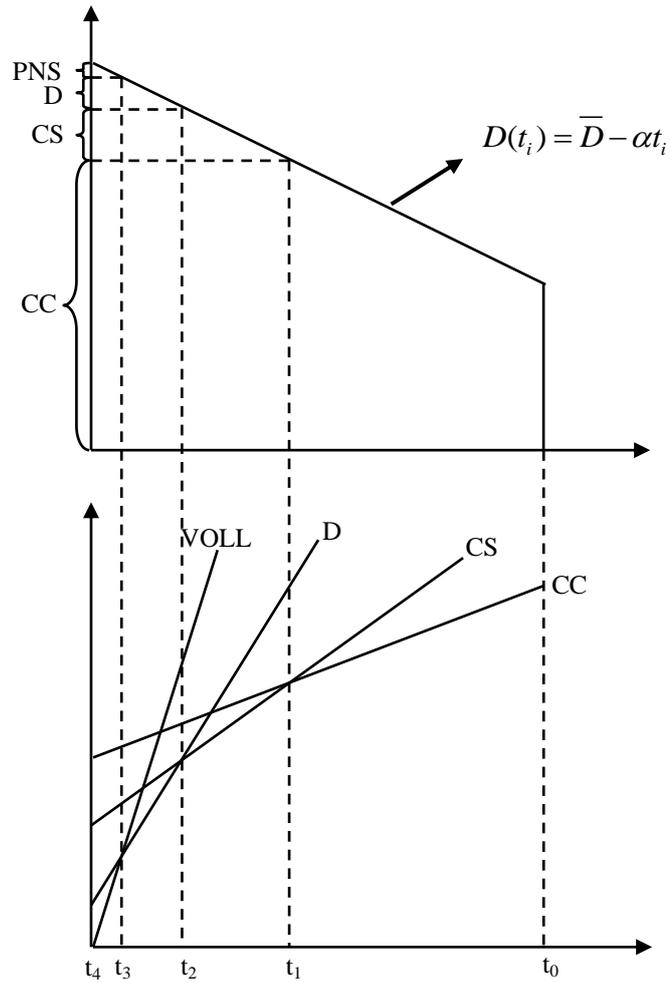
FP_i : Factor de planta de la central intermitente i

$VOLL$: Valor de carga perdida (Value of lost load)

ENS : Energía no suministrada

PNS : Potencia no suministrada

Además, gráficamente se tiene que:



$$Y_i = D(t_i) - \sum_{j=1}^{i-1} Y_j$$

$$E_i = Y_i t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(t) dt - (t_{i-1} - t_i) * \sum_{j=1}^{i-1} Y_j$$

$$E_i = Y_i t_i + \left(t_{i-1} \bar{D} - \frac{\alpha}{2} t_{i-1}^2 - t_i \bar{D} + \frac{\alpha}{2} t_i^2 \right) - (t_{i-1} - t_i) * \sum_{j=1}^{i-1} Y_j$$

Reemplazando $i=1,2,\dots, n$; se obtiene las siguientes formas generales para toda $i>1$:

$$Y_i = \alpha(t_{i-1} - t_i)$$

$$E_i = \frac{\alpha}{2} (t_{i-1}^2 - t_i^2)$$

Para el caso de la primera tecnología se tiene:

$$Y_1 = \bar{D} - \alpha t_i$$

$$E_1 = \bar{D} - \frac{\alpha}{2} (t_0^2 - t_1^2)$$

Además, la primera restricción se elimina pues, se vuelve redundante:

$$\bar{D} - \alpha t_1 + \alpha t_1 - \alpha t_2 + \alpha t_2 - \alpha t_3 + \alpha t_3 - \dots - \alpha t_n = \bar{D}$$

Reemplazando E_i y Y_i en FP_i , se tiene que:

$$FP_i = \frac{\frac{\alpha}{2} (t_{i-1}^2 - t_i^2)}{\alpha (t_{i-1} - t_i) * 8760}$$

$$FP_i = \frac{t_{i-1} + t_i}{2 * 8760} \leq \overline{FP}_i$$

Suponiendo que la central 2 es una tecnología intermitente, formamos el lagrangiano:

$$\begin{aligned} L = & b_1 x \left(\bar{D} - \frac{\alpha}{2} (t_0^2 + t_1^2) \right) + b_2 x \left(\frac{\alpha}{2} (t_1^2 + t_2^2) \right) + b_3 x \left(\frac{\alpha}{2} (t_2^2 + t_3^2) \right) + \dots + b_n x \left(\frac{\alpha}{2} (t_{n-1}^2 + t_n^2) \right) \\ & + VOLL x \left(\frac{\alpha}{2} (t_n^2 + t_{n+1}^2) \right) + \beta_1 x (\bar{D} - \alpha t_1) + \beta_2 x (\alpha (t_1 - t_2)) + \beta_3 x (\alpha (t_2 - t_3)) + \dots + \beta_n x (\alpha (t_{n-1} - t_n)) \\ & + \lambda \left(\frac{\overline{FP}}{2x8760} - \frac{t_1 + t_2}{2x8760} \right) \end{aligned}$$

Donde λ es el multiplicador de Lagrange de la restricción del factor de planta, el cual se puede interpretar como la reducción marginal en el costo total asociada a un incremento en el factor de planta de la central 2.

Desarrollando las condiciones de Kuhn-Tucker:

$$\frac{\partial L}{\partial t_1} = -\alpha b_1 t_1 + \alpha b_2 t_1 - \alpha \beta_1 + \alpha \beta_2 - \frac{\lambda}{2x8760} \geq 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial t_2} = -\alpha b_2 t_2 + \alpha b_3 t_2 - \alpha \beta_2 + \alpha \beta_3 - \frac{\lambda}{2x8760} \geq 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial t_3} = -\alpha b_3 t_3 + \alpha b_4 t_3 - \alpha \beta_3 + \alpha \beta_4 \geq 0$$

⋮

$$\frac{\partial L}{\partial t_n} = -\alpha b_n t_n + \alpha VOLL t_n - \alpha \beta_n + \alpha \beta_{n+1} \geq 0$$

Además, debemos aplicar las condiciones de holgura complementaria:

$$\frac{\partial L}{\partial t_1} t_1 = 0; t_1 > 0 \rightarrow -\alpha b_1 t_1 + \alpha b_2 t_1 - \alpha \beta_1 + \alpha \beta_2 - \frac{\lambda}{2 \times 8760} = 0$$

$$\Rightarrow t_1 = \frac{\beta_1 - \beta_2}{b_2 - b_1} + \frac{\lambda}{2 \times 8760} \times \frac{1}{\alpha (b_2 - b_1)} \quad \dots (1)$$

$$\frac{\partial L}{\partial t_2} t_2 = 0; t_2 > 0 \rightarrow -\alpha b_2 t_2 + \alpha b_3 t_2 - \alpha \beta_2 + \alpha \beta_3 - \frac{\lambda}{2 \times 8760} = 0$$

$$\Rightarrow t_2 = \frac{\beta_2 - \beta_3}{b_3 - b_2} + \frac{\lambda}{2 \times 8760} \times \frac{1}{\alpha (b_3 - b_2)} \quad \dots (2)$$

$$\frac{\partial L}{\partial t_3} t_3 = 0; t_3 > 0 \rightarrow -\alpha b_3 t_3 + \alpha b_4 t_3 - \alpha \beta_3 + \alpha \beta_4 = 0$$

$$\Rightarrow t_3 = \frac{\beta_3 - \beta_4}{b_4 - b_3}$$

⋮

$$\frac{\partial L}{\partial t_n} t_n = 0; t_n > 0 \rightarrow -\alpha b_n t_n + \alpha VOLL t_n - \alpha \beta_n + \alpha \beta_{n+1} = 0$$

$$\Rightarrow t_n = \frac{\beta_n}{VOLL - b_n}$$

Donde $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$ son los puntos de corte óptimos para cada tecnología.

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} \lambda = 0; \lambda < 0 \rightarrow \overline{FP}_2 - \frac{(t_1 + t_2)}{2 \times 8760} = 0 \quad \dots (3)$$

(1) y (2) en (3):

$$\overline{FP}_2 = \frac{\lambda}{2 \times 8760} * \left(\frac{\alpha(\beta_1 - \beta_2) + 1}{\alpha(b_2 - b_1)} + \frac{\alpha(\beta_2 - \beta_3) + 1}{\alpha(b_3 - b_2)} \right)$$

$$\lambda = \frac{2 \times 8760 \times \overline{FP}_2}{\left(\frac{\alpha(\beta_1 - \beta_2) + 1}{\alpha(b_2 - b_1)} + \frac{\alpha(\beta_2 - \beta_3) + 1}{\alpha(b_3 - b_2)} \right)}$$

Así, se obtienen los valores óptimos para λ^* , t_i^*

Anexo N° 2: Energía producida y potencia instalada a costos privados

Tecnología	Punto de corte óptimo (t*)	Potencia por Tipo de Tecnología (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)	Participación en la potencia (%)	Participación en la energía (%)	Factor de planta por tecnología	Costo de potencia (miles de US\$)	Costo por energía (miles de US\$)
VOLL	9.44	1.89	8.91	0.00%	0.00%	0.00%	0.00	53.44
Diesel	105.08	19.13	1,095.32	0.46%	0.00%	0.65%	1,054.49	173.94
Gas Natural CS	1,415.04	261.99	199,129.25	6.24%	0.68%	8.68%	17,949.67	6,252.66
Gas Natural CC	5,116.09	740.21	2,417,202.16	17.63%	8.30%	37.28%	64,120.67	44,959.96
Carbón	7,059.67	388.72	2,366,462.64	9.26%	8.13%	69.50%	40,831.96	35,496.94
Biogás de Rellenos Sanitarios	7559.67	100.00	730,967.30	2.38%	2.51%	83.44%	20,280.01	0.00
Hidráulica de embalse	8760.00	2688.07	23,403,374.41	64.03%	80.37%	99.39%	626,725.09	18,722.70
TOTAL		4,200.00	29,118,240.00	1	1		770,961.89	105,606.20

Costo total: 876, 568 Miles de US\$

Anexo N° 3: Energía producida y potencia instalada a costos privados bajo incertidumbre

Tecnología	Punto de corte óptimo (t*)	Potencia por Tipo de Tecnología (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)	Participación en la potencia (%)	Participación en la energía (%)	Factor de planta por tecnología	Costo de potencia (miles de US\$)	Costo por energía (miles de US\$)
VOLL	9.72	1.94	9.45	0.00%	0.00%	0.06%	0.00	56.69
Diesel	105.08	19.07	1,094.76	18.77%	0.00%	0.66%	1,082.90	173.85
Gas Natural CS	1,328.91	244.76	175,494.85	4.76%	0.60%	8.18%	71,396.57	5,510.54
Gas Natural CC	5,422.34	818.69	2,763,575.23	15.91%	9.49%	38.53%	71,369.99	51,402.50
Carbón	7,421.77	399.89	2,568,088.70	7.77%	8.82%	73.31%	42,666.49	38,521.33
Biogás de Rellenos Sanitarios	7921.77	100.00	767,176.73	1.94%	2.63%	87.58%	20,445.39	0.00
Hidráulica de Embalse	8,760.00	2,615.65	22,842,800.28	50.84%	78.45%	99.69%	660,306.18	18,274.24
TOTAL		4,200.00	29,118,240.00	1	1		867,267.51	113,882.46

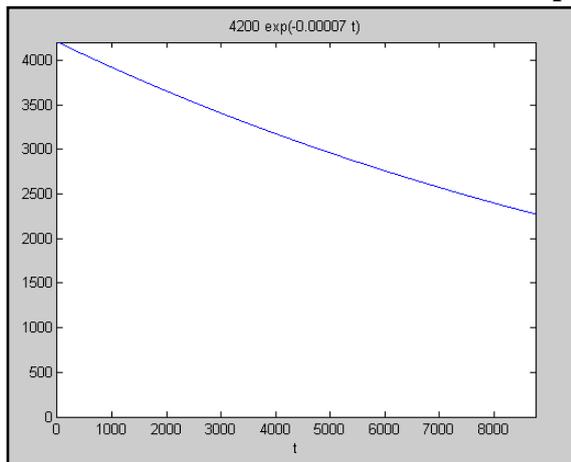
Costo total: 981, 150 Miles de US\$

Anexo N° 4: Función exponencial para la curva de duración de la demanda

Ahora planteamos el problema de minimización usando la siguiente curva de duración de la demanda, que se ajusta a los datos de producción de MW en el 2009:

$$D(t) = 4200e^{-0.00007t}$$

Curva de duración de la demanda con función exponencial



Asumiendo que:

$$\bar{D} = 4200$$

$$\alpha = -0.00007$$

Además:

$$Y_i = \bar{D}(e^{-\alpha t_i} - e^{-\alpha t_{i-1}})$$

$$E_i = Y_i t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(t) dt - (t_{i-1} - t_i) \times \sum_{j=1}^{i-1} Y_j$$

Integrando $D(t)$ y simplificando:

$$E_i = 4200(e^{-\alpha t_i} - e^{-\alpha t_{i-1}})t_i + \left[\frac{4200}{\alpha} e^{-\alpha t} \right]_{t_i}^{t_{i-1}} - (t_{i-1} - t_i) \times \sum_{j=1}^{i-1} Y_j$$

$$E_i = (\bar{D} e^{-\alpha t_i}) \left(t_i + \frac{1}{\alpha} \right) - (\bar{D} e^{-\alpha t_{i-1}}) \left(t_{i-1} + \frac{1}{\alpha} \right)$$

En este caso vamos a resolver el problema de minimización sin incluir restricciones en el factor de planta para simplificar el cálculo:

$$\text{Min}_{\{t_i\}} \left\{ \sum_{i=1}^T \beta_i * Y_i + \sum_{i=1}^T b_i * E_i \right\}$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^T Y_i = \bar{D} \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, T$$

Formando el Lagrangiano:

$$\begin{aligned} L = & b_1 \left[\left(\bar{D} e^{-\alpha t_1} \right) t_1 - \bar{D} / \alpha \left(e^{-\alpha t_0} - e^{-\alpha t_1} \right) \right] + b_2 \left[\bar{D} e^{-\alpha t_2} \left(t_2 + \frac{1}{\alpha} \right) - \bar{D} e^{-\alpha t_1} \left(t_1 + \frac{1}{\alpha} \right) \right] + \\ & b_3 \left[\bar{D} e^{-\alpha t_3} \left(t_3 + \frac{1}{\alpha} \right) - \bar{D} e^{-\alpha t_2} \left(t_2 + \frac{1}{\alpha} \right) \right] + \dots + b_T \left[\bar{D} e^{-\alpha t_T} \left(t_T + \frac{1}{\alpha} \right) - \bar{D} e^{-\alpha t_{T-1}} \left(t_{T-1} + \frac{1}{\alpha} \right) \right] + \\ & \beta_1 \left(\bar{D} e^{-\alpha t_1} \right) + \beta_2 \left(\bar{D} e^{-\alpha t_2} - \bar{D} e^{-\alpha t_1} \right) + \beta_3 \left(\bar{D} e^{-\alpha t_3} - \bar{D} e^{-\alpha t_2} \right) + \dots + \beta_T \left(\bar{D} e^{-\alpha t_T} - \bar{D} e^{-\alpha t_{T-1}} \right) \end{aligned}$$

Aplicando las condiciones necesarias de primer orden:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial t_1} = & -\bar{D} \alpha \beta_1 e^{-\alpha t_1} + \bar{D} b_1 e^{-\alpha t_1} - \bar{D} \alpha b_1 t_1 e^{-\alpha t_1} - \bar{D} b_1 e^{-\alpha t_1} + \bar{D} \alpha \beta_2 e^{-\alpha t_1} - \bar{D} b_2 e^{-\alpha t_1} \\ & + \alpha b_2 t_1 e^{-\alpha t_1} + b_2 \bar{D} e^{-\alpha t_1} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial t_1} = & \alpha e^{-\alpha t_1} \left(-\bar{D} \beta_1 - \bar{D} b_1 t_1 e + b_2 t_1 + \bar{D} \beta_2 \right) = 0 \end{aligned}$$

Ya que el primer término del producto debe ser positivo, igualamos el segundo término a cero, y obtenemos:

$$t_1 = \frac{\beta_2 - \beta_1}{b_1 - b_2}$$

Haciendo lo mismo para t_2, t_3, \dots, t_{T-1} :

$$\frac{\partial L}{\partial t_2} = \bar{D}b_2 e^{-\alpha t_2} - \bar{D}\alpha b_2 t_2 e^{-\alpha t_2} - b_2 \bar{D}e^{-\alpha t_2} - \bar{D}b_3 e^{-\alpha t_2} + \bar{D}\alpha b_3 t_2 e^{-\alpha t_2} + b_3 \bar{D}e^{-\alpha t_2}$$

$$-\bar{D}\alpha\beta_2 e^{-\alpha t_2} + \bar{D}\alpha\beta_3 e^{-\alpha t_2} = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial t_2} = \alpha e^{-\alpha t_2} \left(-\bar{D}\beta_2 + \bar{D}b_3 t_2 - \bar{D}b_2 t_2 + \bar{D}\beta_3 \right) = 0$$

$$t_2 = \frac{\beta_3 - \beta_2}{b_2 - b_3}$$

⋮

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial t_{T-1}} &= \bar{D}b_{T-1} e^{-\alpha t_{T-1}} - \bar{D}\alpha b_{T-1} t_{T-1} e^{-\alpha t_{T-1}} - b_{T-1} \bar{D}e^{-\alpha t_{T-1}} - \bar{D}b_T e^{-\alpha t_{T-1}} \\ &\quad + \bar{D}\alpha b_T t_{T-1} e^{-\alpha t_{T-1}} + b_T \bar{D}e^{-\alpha t_{T-1}} - \bar{D}\alpha\beta_{T-1} e^{-\alpha t_{T-1}} + \bar{D}\alpha\beta_T e^{-\alpha t_{T-1}} = 0 \end{aligned}$$

$$\frac{\partial L}{\partial t_{T-1}} = \alpha e^{-\alpha t_{T-1}} \left(-\bar{D}\beta_{T-1} + \bar{D}b_T t_{T-1} - \bar{D}b_{T-1} t_{T-1} + \bar{D}\beta_T \right) = 0$$

$$t_{T-1} = \frac{\beta_T - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_T}$$

Los resultados muestran que se obtiene el mismo valor para los puntos de corte óptimos, tanto para una curva de duración lineal como para una curva de duración exponencial.

Anexo N° 5: Transferencia de valores, Metodología Externe

Tecnología	RECEPTORES (CENT euros / KWh)					TOTAL	TOTAL (US\$ / MWh)
	Salud	Pérdida de biodiversidad	Cultivos	Materiales de construcción	Cambio climático		
Diesel	0.78	0.06	0.01	0.00	0.26	1.12	9.11
Gas Natural CS	0.26	0.05	0.01	0.00	1.13	1.44	11.75
Gas Natural CC	0.17	0.03	0.01	0.00	0.75	0.97	7.87
Carbón	0.75	0.07	0.01	0.00	1.56	2.40	19.53
Hidráulica de pasada	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.19
Hidráulica de embalse	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.13
Nuclear	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
Eólica	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.04	0.37
Cogeneración con Biomasa	0.31	0.03	0.01	0.01	0.07	0.42	3.41
Geotérmica						0.13	1.04
Solar FV	0.18	0.01	0.00	0.00	0.05	0.24	1.98
Biogás de Rellenos Sanitarios	0.35	0.01	0.00	0.01	0.02	0.39	3.21

*Una central geotérmica emite aproximadamente el 5% de las emisiones de una central a carbón. Este dato se calculó en base a datos de la presentación “Promoción de Inversión en Generación Hidráulica”, elaborada por ESAN.

Datos:

Tipo de cambio €/US\$ 2008: 1.47 (European Central bank)

INB per cápita ajustado por la PPC Perú: US\$ 7,950 (Banco mundial), a dólares internacionales actuales.

INB per cápita ajustado por la PPC Unión Europea: US\$ 29,214.17 (Banco mundial), a dólares internacionales actuales.

Se asume una tasa de descuento del 12% para el sector eléctrico, en base al artículo 79 de la LCE.

Con estos datos se transfieren los valores para cada receptor y por cada tecnología, los resultados se muestran en la Tabla N° 7.

Anexo N° 6: Transferencia de valores para Central hidráulica

A. Cálculo de transferencia de valores del estudio: “Análisis de costo beneficio de cuatro proyectos hidroeléctricos en la cuenca Changinola - Teribe.”

Datos:

Capacidad instalada del proyecto: 446 MW

INB per cápita ajustado por la PPC Perú: US\$ 7,950 (Banco mundial), a dólares internacionales actuales.

INB per cápita ajustado por la PPC Panamá: US\$ 12,630 (Banco mundial), a dólares internacionales actuales.

Se asume una tasa de descuento del 12% para el sector eléctrico, en base al artículo 79 de la LCE.

Con los datos se obtienen los siguientes resultados:

PAÍS	PANAMÁ (2006)		PERÚ (2009)
	US\$ por año	US\$ por MW	US\$ por MW
Deforestación	30,311,066.00	67,962.03	74,363.68
Extirpación de fauna acuática	205,000.00*	459.64	502.94
	127,000.00	284.75	311.58
Cambios en condiciones de vida	5,452,068.00	12,224.37	13,375.84

*Para el primer año

Luego se calcula el valor neto presente de la inversión, tomando como periodo el ciclo de vida de la central, en este caso 40 años. Los resultados se muestran en la Tabla N°6.

B. Cálculo de transferencia de valores del estudio: “Cases Project WP 7”

Datos:

Capacidad instalada del proyecto: 6,450 MW

INB per cápita ajustado por la PPC Perú: US\$ 7,950 (Banco mundial), a dólares internacionales actuales.

INB per cápita ajustado por la PPC Brasil: US\$ 10,080 (Banco mundial), a dólares internacionales actuales.

Se asume una tasa de descuento del 12% para el sector eléctrico, en base al artículo 79 de la LCE.

Con los datos se obtienen los siguientes resultados:

PAÍS	BRASIL (2007)		PERÚ (2009)
	US\$	US\$ por MW	US\$ por MW
Gasto en salud	21,969,713.00	3,406.16	3,758.64
Gasto en infraestructura sanitaria	9,933,231.00	1,540.04	1,699.40

Luego se calcula el valor neto presente de la inversión, tomando como periodo el ciclo de vida de la central, en este caso 40 años. Los resultados se muestran en la Tabla N°8.

Anexo N° 7: Valoración de ahorro de emisiones de CO₂

- Central de Biogás

Año	Ton CO ₂	Valor de Ton CO ₂
1	18,378	91,890
2	51,320	256,600
3	69,091	345,455
4	86,012	430,060
5	102,175	510,875
6	117,662	588,310
7	132,547	662,735
8	146,892	734,460
9	160,758	803,790
10	174,201	871,005
11	187,273	936,365
12	200,018	1,000,090
13	212,477	1,062,385
14	224,689	1,123,445
15	236,688	1,183,440
16	248,505	1,242,525
17	260,167	1,300,835
18	271,700	1,358,500
19	283,127	1,415,635
20	294,470	1,472,350
21	305,747	1,528,735
Valor Actual		3'396,530

Fuente: Huaycoloro Landfill Gas capture and combustión – CDM, UNFCCC.

- Central de Cogeneración a partir de Biomasa

Año	Ton CO ₂	Valor de Ton CO ₂
1	86,520	432,600
2	76,357	381,785
3	86,370	431,850
4	83,912	419,560
5	86,640	433,200
6	86,640	433,200
7	86,640	433,200
8	86,640	433,200
9	86,640	433,200
10	86,640	433,200
Valor Actual		2,126,045

Fuente: Paramonga CDM Bagasse Boiler Project – CDM, UNFCCC.

Anexo N° 8: Energía producida y potencia instalada incluyendo costos sociales

Tecnología	Punto de corte óptimo (t*)	Potencia por Tipo de Tecnología (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)	Participación en la potencia (%)	Participación en la energía (%)	Factor de planta por tecnología	Costo de potencia (miles de US\$)	Costo por energía (miles de US\$)
VOLL	9.45	1.89	8.93	0.00%	0.00%	0.00%	0.00	53.60
Diesel	107.31	19.57	1,142.51	0.47%	0.00%	0.67%	1,078.83	191.84
Gas Natural CS	1,085.88	195.72	116,762.31	4.66%	0.40%	6.81%	13,408.93	5,037.77
Gas Natural CC	1,611.72	105.17	141,851.35	2.51%	0.49%	15.40%	9,110.21	3,754.49
Biogás de Rellenos Sanitarios	2,111.72	100.00	186,172.30	2.38%	0.64%	21.25%	12,407.82	596.81
Eólica	3,144.28	206.51	542,710.38	4.92%	1.86%	30.00%	44,568.78	198.71
Hidráulica de pasada	5,615.72	494.29	2,164,986.70	11.77%	7.44%	50.00%	112,294.15	2,152.13
Hidráulica de embalse	8,760.00	3,076.86	25,964,605.52	73.29%	89.17%	96.33%	1,052,494.56	24,267.94
TOTAL		4,200.00	29,118,240.00	1	1		1,245,363.29	36,199.70

Costo total: 1'281,563 Miles de US\$

Anexo N° 9: Energía producida y potencia instalada incluyendo costos sociales bajo incertidumbre

Tecnología	Punto de corte óptimo (t*)	Potencia por Tipo de Tecnología (MW)	Energía producida por Tipo de Tecnología (MWh)	Participación en la potencia (%)	Participación en la energía (%)	Factor de planta por tecnología	Costo de potencia (miles de US\$)	Costo por energía (miles de US\$)
VOLL	9.74	1.95	9.48	0.00%	0.00%	0.00%	0.00	56.87
Diesel	107.31	19.51	1,141.99	23.60%	0.00%	0.67%	56,530.23	191.75
Gas Natural CS	1,019.78	182.50	102,844.51	3.34%	0.35%	6.43%	12,805.03	4,437.28
Gas Natural CC	1,659.12	127.87	171,272.70	2.34%	0.59%	15.29%	11,147.02	4,533.21
Biogás de Rellenos Sanitarios	2,159.12	100.00	190,912.23	1.83%	0.66%	21.79%	12,573.20	612.00
Eólica	3,096.88	187.55	492,884.24	3.43%	1.69%	30.00%	40,890.48	180.47
Hidráulica de pasada	5,663.12	513.25	2,248,030.27	9.38%	7.72%	50.00%	126,520.98	2,234.68
Hidráulica de embalse	8,760.00	3,067.38	25,911,144.58	56.09%	88.99%	96.43%	1,108,518.31	24,217.98
TOTAL		4,200.00	29,118,240.00	1	1		1,368,985.24	36,407.37

Costo total: 1'405,392 Miles de US\$

