

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE NICARAGUA, LEÓN
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍA
MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE 1ra. Ed.



En colaboración con:



Universidad Complutense de Madrid, España



Universidad de El Salvador, El Salvador

Tesis:

"Implicaciones de la normativa salvadoreña según la escala de un proyecto de energía renovable."

Maestrante: Ingeniero Pedro Girón

Tutor: Msc. Carmen Elena Torres

León, MARZO del 2014

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

El presente trabajo es resultado de la sumatoria de muchos factores que han hecho posible terminarla. Desde la concepción de esta maestría en el marco del convenio Académico, Cultural y Científico entre la Universidad Complutense de Madrid (UCM), la Universidad Nacional Autónoma de Nicaragua (UNAN – León) y la Universidad de El Salvador (UES) para la creación y puesta en marcha de la primera edición a fin de formar especialistas en energías renovables y medio ambiente, a quienes agradezco en primera instancia por haber dado inicio a este posgrado.

Es durante mi participación en esta Maestría en donde me doy cuenta de la posibilidad de poder recopilar lo aprendido durante los años de trabajo en el Consejo Nacional de Energía (CNE), institución la cual me dio la oportunidad de conocer de primera mano y participar activamente en el desarrollo de políticas, estrategias, planes y programas que resulten en una mayor penetración de las energías renovables a nivel nacional, por lo que también estoy agradecido con dicha institución, mis compañeros de trabajo y todas aquellas personas involucradas con el sector eléctrico que me enseñaron y me enseñan todavía cómo hacer algunas cosas y como no hacer algunas otras.

También quisiera hacer mención especial del equipo de catedráticos y a la coordinación del posgrado pues son quienes hacen posible la transferencia de conocimiento: Jaime Arévalo, Ana María González, Leonardo Mendoza, Néstor Saavedra, Carlos Armenta y todos los demás profesores que se preocupan por darle al estudiante las herramientas necesarias y útiles en el día a día de su entorno profesional.

“El objeto principal de la educación es enseñar a pensar y habilitar al niño para sacar provecho práctico de los conocimientos.”

Domingo Faustino Sarmiento

Cuando empecé a escribir este trabajo mi esposa, Abigail, todavía estaba embarazada y aunque tuvimos que sacrificar varios fines de semana y una que otra noche que no podíamos salir a

cenar porque yo estaba trabajando, le agradezco por haber entendido, ambos sabemos que el resultado serán nuevas oportunidades para mejorar la calidad de vida de nuestra pequeña familia.

También le agradezco a mi hija (la única de momento), Leia Emilia, que aún desde antes que naciera ha sido la que me impulsa a continuar con mi trabajo y crecimiento profesional, dándome fuerzas y sacándome una sonrisa siempre.

A mi tutora Carmen Elena Torres y a Mario Rodríguez (mi jefe durante los años de trabajo en el CNE), profesionales comprometidos con el desarrollo del sector eléctrico salvadoreño y ejemplos a seguir en el ámbito laboral.

A mi mamá y mi papá, mis primeros educadores, a mi hermana y mi hermano por haberme ayudado en la etapa final de impresión de esta tesis.

RESUMEN

Este es un estudio descriptivo-analítico de las implicaciones económicas, sociales y ambientales para diferentes escalas de proyectos de generación de energía eléctrica que utilicen recursos renovables en El Salvador. Partiendo de que la normativa vigente al 2013 se ha complementado de tal manera que existen condiciones favorables para el desarrollo de estos proyectos a nivel nacional, abriendo una diversidad de alternativas que son necesarias identificar y estudiar, conociendo las implicaciones de participar en mecanismos de comercialización, así como de acceder a otros instrumentos regulatorios.

La población a estudiar de entre estos proyectos serán aquellos que sean autoproductores o generadores que se conecten al sistema de distribución o al sistema de transmisión con la finalidad de vender total o parcialmente su producción de electricidad. Se estudiarán y estructurarán los procedimientos y procesos que las diferentes instancias autorizantes del sector eléctrico salvadoreño aplican a un proyecto nuevo de generación de electricidad a partir de las energías renovables, sabiendo que al optar por una aplicación tecnológica determinada puede dar lugar a ciertas implicaciones que se deben considerar al momento de iniciar una gestión, así como los prerrequisitos y utilidad posterior de una resolución resultado de estos.

Luego, un árbol de alternativas agregará una a una las temáticas, cruzándolas todas en un solo esquema o matriz, en donde la variable a modificar será la escala del proyecto. Finalmente se presentará el impacto en el flujo de caja (VAN y TIR) de un proyecto a manera de caso de estudio.

PALABRAS CLAVE: renovables, electricidad, implicaciones, escala, alternativas, comercialización, normativa.

ABSTRACT

This is a descriptive-analytical study of the economic, social and environmental implications for different scales of power stations using renewable resources. Current legislation has been completed for the development of these projects nationwide, opening a variety of alternatives that are necessary to identify and study, knowing the implications of participate in trade mechanisms or other regulatory instruments.

The universe from these projects is those that are self-producers or generators that are connected to the distribution system or transmission system in order to sell all or part of their electricity production.

Will be studied and structured procedures and processes that different authorizing institutions of the power sector applied to a new renewable energy project to generate electricity, knowing that choosing a particular technology application can lead to some implications to be consider when starting a request of approval as well as the prerequisites and subsequent use of a resolution.

An initial identification will be made of the issues that have major implications or have risk for the implementation of a project (electrical interconnection, building permit, environmental permit, tax exemption, trade of energy). Knowing that each of these issues has an associated specific regulation, specific sections and procedures will be extracted concerning to renewable energy.

Then a mix of alternatives will add one by one different topics, crossing them all into a single schema or matrix, where the independent variable will be the scale of the project. Finally is presented the impact on cash flow (NPV and IRR) of a project as a study case.

KEY WORDS: renewable, electricity, implications, scale, alternatives, trade, regulation.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	3
OBJETIVOS	4
MARCO REFERENCIAL.....	5
CAPÍTULO 1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	6
1.1 ASPECTOS TECNOLÓGICOS DE UN PROYECTO RENOVABLE.	6
1.1.1 DISPONIBILIDAD DE LOS RECURSOS NATURALES.....	8
1.1.2 TRANSFORMACIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES EN ENERGÍA ELÉCTRICA.....	12
1.1.3 EFICIENCIA DE LA TRANSFORMACIÓN EN ENERGÍA ELÉCTRICA.....	13
1.2 ESTRUCTURA DE COSTOS.	16
1.2.1 ANÁLISIS DETALLADO DE LOS COSTOS INICIALES	18
1.3 EQUILIBRIO ECONÓMICO-SOCIAL-AMBIENTAL.....	20
1.4 CICLO DE LA EJECUCIÓN DE UN PROYECTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	22
CAPÍTULO 2 TEMÁTICAS A CONSIDERAR DE LA NORMATIVA SALVADOREÑA.....	24
2.1 INTRODUCCIÓN	24
2.2 NORMATIVA REFERENTE A LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA.	25
2.2.1 GENERADOR PARTICIPANTE DEL MERCADO MAYORISTA.....	25
2.2.2 GENERADOR QUE NO PARTICIPA EN EL MERCADO MAYORISTA.....	29
2.3 NORMATIVA REFERENTE A LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA.....	36
2.3.1 GENERADOR PARTICIPANTE DEL MERCADO MAYORISTA CONECTADO A UNA SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN.....	36
2.3.2 GENERADOR QUE NO PARTICIPA EN EL MERCADO MAYORISTA CONECTADO A UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.	37
2.3.3 USUARIO AUTO-PRODUCTOR RENOVABLE CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.....	40
2.4 NORMATIVA REFERENTE AL MEDIO AMBIENTE.	41
2.4.1 GRUPO A: BAJO POTENCIAL DE IMPACTO AMBIENTAL.	42
2.4.2 GRUPO B: LEVE, MODERADO O ALTO POTENCIAL DE IMPACTO AMBIENTAL.	42
2.5 NORMATIVA REFERENTE A LA CONSTRUCCIÓN.....	44
2.6 NORMATIVA REFERENTE A LOS INCENTIVOS FISCALES.	45
CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE ALTERNATIVAS.	47
3.1 TEMÁTICAS, CAPACIDAD A INSTALAR Y TIEMPO DE EJECUCIÓN.	47

3.2	DEFINICIÓN DEL CONJUNTO DE OPCIONES POR TEMÁTICA (PERFIL DEL PROYECTO).....	51
3.2.1	CASO DE ESTUDIO: CAPACIDAD INSTALADA DE 100 KW	51
CAPÍTULO 4	RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LAS IMPLICACIONES.	56
4.1	IMPLICACIONES LEGALES.	57
4.2	IMPLICACIONES TÉCNICAS-ECONÓMICAS.....	62
4.2.1	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	65
CAPÍTULO 5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
5.1	CONCLUSIONES.	70
5.2	RECOMENDACIONES.	71
CAPÍTULO 6	NOMENCLATURA Y GLOSARIO DE TÉRMINOS	72
6.1	NOMENCLATURA.....	72
6.2	GLOSARIO DE TÉRMINOS	73
CAPÍTULO 7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Comparación de la cobertura de la demanda de energía eléctrica anual por recurso.....	1
Figura 2. Evolución de la demanda de energía eléctrica en El Salvador	2
Figura 3. Elementos físicos relacionados con el área de un proyecto de transformación energética.....	7
Figura 4. Distribución de la energía solar y su utilización.	8
Figura 5. El Efecto Invernadero	9
Figura 6. Ciclones Tropicales y Sistemas de Baja Presión que provocaron lluvias torrenciales en El Salvador, 1961-2011.....	11
Figura 7. Curva de potencia típica para una turbina eólica.....	15
Figura 8 Rangos de los costos típicos de inversión inicial para las tecnologías renovables, 2012.....	17
Figura 9. Estructura de Costos típicos de una granja eólica instalada sobre tierra.	20
Figura 10. Costo Variable de Energía por Tecnología.....	26
Figura 11. Evolución Histórica del Precio de la Energía y el Precio promedio Platts del Fuel Oil N°6 3%...	27
Figura 12. Esquema simplificado de un generador distribuido renovable	31
Figura 13. Esquema simplificado de la conexión de un SFV como autoproduccion	31
Figura 14. Cobertura de una carga residencial ejemplo utilizando un Sistema Fotovoltaico para dos días diferentes.	33
Figura 15. Representación de los excedentes y consumo propio mensual de un usuario auto-productor ejemplo.....	34
Figura 16. Generador conectado a una subestación ejemplo de 13.2 kV.....	37
Figura 17. Etapas para la obtención del Contrato de interconexión en la red de Distribución.	38
Figura 18. Usuario auto-productor renovable conectado en la red secundaria de distribución a 240 V...	41
Figura 19. Secuencia de las etapas para gozar de los Incentivos Fiscales.....	45
Figura 20. Ejes para definición de alternativas	47
Figura 21. Conjuntos de opciones por temáticas para diferentes capacidades a instalar.....	47
Figura 22. Opciones en las temáticas a considerar según la capacidad a instalar.....	50
Figura 23. Conjunto seleccionado de elementos por temática para este caso de estudio	54
Figura 24. División del tiempo de ejecución en etapas.....	56
Figura 25. Cruce de la capacidad a instalar, las temáticas y el tiempo de ejecución.....	56
Figura 26. Rangos de Costos Variables para diferentes tecnologías renovables, 2012 y 2020.	69

ÍNDICE DE TABLAS

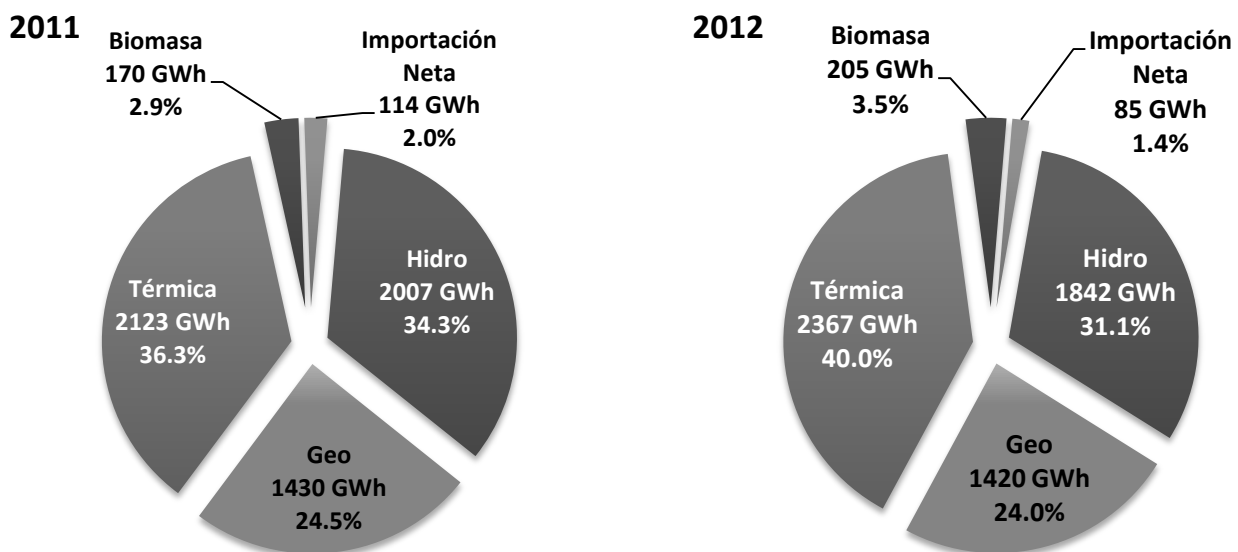
Tabla 1. Clasificación de las energías renovables por su aleatoriedad.	6
Tabla 2. Comparativo de tecnologías usadas en CA y en CC.	13
Tabla 3. Eficiencias de módulos SFV comercialmente disponibles	13
Tabla 4. Etapas de la ejecución de un proyecto de producción de electricidad.	22
Tabla 5. Temáticas a considerar en el ciclo de ejecución de un proyecto.	23
Tabla 6. Precedencia de las Secretarías de Estado.....	24
Tabla 7. Comparativo de dos Procesos de Libre Concurrencia del 2013.	28
Tabla 8. Comparativa de contratos de compra de energía con una distribuidora.	30
Tabla 9. Proceso de Libre concurrencia fuera del Mercado Mayorista, 2013.	32
Tabla 10. Ejemplo de un SFV con excedentes de energía mensual no utilizados por un usuario residencial.	34
Tabla 11. Descripción de las distintas formas de comercializar energía eléctrica y sus restricciones de capacidad instalada.	35
Tabla 12. Costos de estudios para tramitar la solicitud de interconexión según lo publicado en las bases de licitación de 15 MW.....	39
Tabla 13. Capacidad máxima admisible para ser considerado dentro del grupo A.	42
Tabla 14 Capacidad instalada dentro del grupo B.....	43
Tabla 15. Documentación mencionada en el Formulario B-1 respecto a la solicitud de permiso de construcción.	45
Tabla 16. Incentivos fiscales para diferentes rangos de capacidad instalada.....	46
Tabla 17. Irradiancia Solar diaria promedio para todos los meses del año.	52
Tabla 18. Implicaciones legales del caso de estudio.....	57
Tabla 19. Distribución de procedimientos resultantes del análisis de las implicaciones legales en el eje temporal de ejecución.....	61
Tabla 20. Análisis financiero para el CF1 con CV1=178 \$/MWh 66	66
Tabla 21. Análisis financiero para el CF2 con CV2=240 \$/MWh 67	67
Tabla 22. Análisis financiero para el CF3 con CV3=330 \$/MWh 68	68
Tabla 23. Resumen de resultados de los escenarios modelados para el caso de estudio.	69

INTRODUCCIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Muchas oportunidades están abriéndose mundialmente en la actualidad a fin de fomentar la adopción de alternativas tecnológicas no convencionales que influyan positivamente en el acceso a los recursos energéticos y faciliten el uso de estos a nivel nacional o regional. En El Salvador existen condiciones convergentes que lo hacen idóneo para poder diseminar y difundir el uso de las energías renovables a fin de aprovechar las oportunidades mencionadas, impactando positivamente en el desarrollo económico de una manera sostenible, mejorando el acceso a servicios básicos, aumentando el nivel de educación y salud en comunidades de escasos recursos, etc.

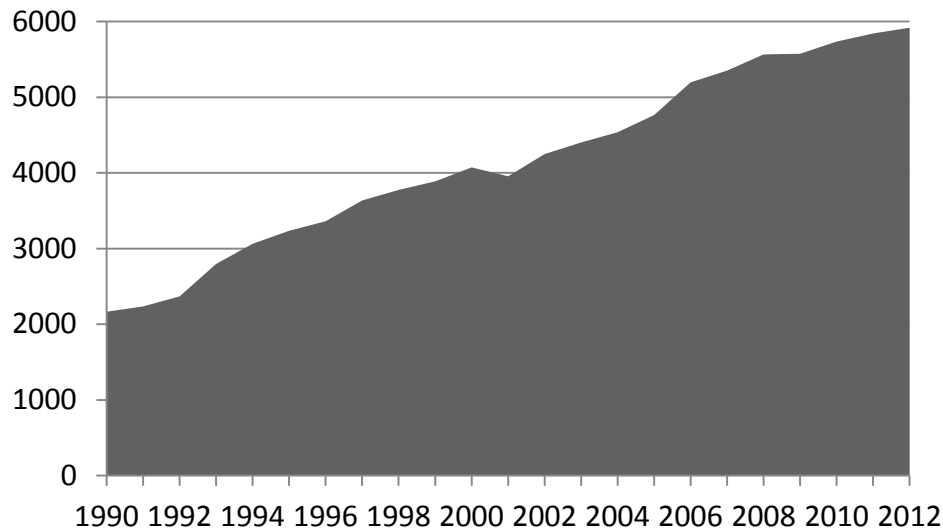
Tomando como punto de partida la composición actual de la matriz energética en el país, podemos ver la gran predominancia de la producción de electricidad a base de derivados de petróleo el cual ha cubierto en los últimos años cada vez mayor cantidad de la demanda de energía eléctrica, llegando casi al 40% en los años 2011 y 2012.

Figura 1. Comparación de la cobertura de la demanda de energía eléctrica anual por recurso.



A pesar de que el restante 60% es cubierto por fuentes renovables de energía, el crecimiento de la demanda de energía nos presenta oportunidades de buscar alternativas a fin de diversificar el suministro de energía eléctrica.

Figura 2. Evolución de la demanda de energía eléctrica en El Salvador
GWh



Fuente: Boletín Estadístico 2012. [1]

Esto se debe propiciar debido a que, los derivados de petróleo son 100% importados y tienen una alta volatilidad en sus precios, haciendo a su vez que el precio de la energía eléctrica también sea dependiente de estas variaciones; lo cual se ha tomado como uno de los desafíos planteados en la **Política Energética Nacional (PEN) 2010-2024**¹ en donde se busca encontrar la mejor manera de desarrollar el sector energético y que exista un sistema que permita de manera bien estructurada y planificada tomar decisiones en este tema.

En este contexto se extrae el primer lineamiento estratégico de la PEN: *“Impulsar la diversificación de la matriz energética nacional, promoviendo el uso de fuentes de energía renovables, en los subsectores electricidad e hidrocarburos, reduciendo progresivamente la dependencia del petróleo y sus derivados”*.

Es así como a principios del año 2013, con la puesta en marcha de los procesos de libre competencia en donde a los ganadores se les adjudica un contrato de largo plazo por la compra

¹ http://www.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=153&Itemid=201 página web visitada el 14 de diciembre de 2013.

de energía a partir de recursos renovables por 15 o 20 años, se han abierto una diversidad de alternativas que son necesarias identificar y estudiar, conociendo las implicaciones económicas de participar en estos mecanismos de comercialización, así como también las implicaciones de acceder a otros instrumentos regulatorios ya existentes como la ley de incentivos fiscales o las implicaciones de ser categorizado según el impacto ambiental.

Inicialmente se debe estructurar de manera sistemática una forma de darle respuesta a las siguientes preguntas básicas: ¿Existe una ley que defina el precio de compra de la energía producida por proyectos renovables a pequeña escala? ¿Hay algún tipo de permiso para realizar instalaciones de sistemas solares fotovoltaicos sobre un techo o es el mismo tratamiento que en una instalación a realizarse sobre suelo? ¿Es necesario algún estudio de impacto ambiental si el proyecto es de 5 kW o de 10 MW? ¿Si el proyecto es de 15 kW o de 25 MW tengo los mismos incentivos fiscales? ¿Cuánto encarecería el proyecto al aumentar la escala por estudios para la interconexión eléctrica o por estudios ambientales?

Por ser normativas relativamente nuevas (2012-2013) hay discrepancias al momento de responder las preguntas anteriores, unas por no haber sido utilizadas aún y otras por haber tenido un tratamiento diferente en el pasado.

ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

En la actualidad existe mucho material disponible que recopila información relativa a como poder pasar de una idea de proyecto a las siguientes etapas de preinversión e inversión en la construcción de una central generadora de electricidad. Uno de los principales documentos disponible es el publicado por el BCIE (Proyecto ARECA, 2011) en el cual se muestra una secuencia de los grandes hitos basándose en los estudios de prefactibilidad y factibilidad, según la normativa vigente. Una segunda herramienta es la Plataforma de Información elaborada por la cooperación alemana (GiZ) [2] para el Consejo Nacional de Energía (CNE) [3], en donde se unifican los estudios y los procedimientos dentro de una misma matriz del ciclo de un proyecto, interrelacionando procedimientos y estudios en una línea continua de ejecución de un proyecto. Adicionalmente se cuenta con un Pan Maestro para el desarrollo de las energías renovables,

elaborado por la cooperación japonesa (JICA) [4] en coordinación con el CNE que muestra con bastante detalle la legislación aplicable, el cual es un acercamiento a las variantes y posibilidades que existen en El Salvador, considerando generalidades pero sin evaluar las oportunidades que ofrece en su totalidad el mercado eléctrico.

Mucha de la información en los documentos o sitios web mencionados, referente a las opciones existentes en el sector eléctrico, es necesaria sistematizarla a fin de poder acceder a esta de forma abierta y entendible para que cualquier interesado por ejemplo tome la decisión de invertir en proyectos específicos y estructure en pasos la toma de decisión inicial al perfilar un proyecto, tomando en cuenta las condiciones que pueden causar continuar con un esquema o cambiar por otro más adecuado a la escala del proyecto, determinando así modificaciones al proyecto desde el punto de vista técnico-económico o social-ambiental.

En este contexto, el trabajo de investigación proporciona una guía en la toma de decisión referente a la escala y aplicación para la cual será asignada cierta tecnología siendo esta una tarea que debe considerar múltiples aspectos y criterios en beneficio del desarrollo sostenible del área de influencia del proyecto.

OBJETIVOS

Objetivo general: Elaborar un documento que analice de forma sistemática las implicaciones económicas, sociales y ambientales de modificar la escala en un proyecto renovable no convencional, según el marco regulatorio del sector eléctrico salvadoreño.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar el marco regulatorio (leyes, reglamentos y normativas) que se aplica a un proyecto renovable en El Salvador.
- Organizar por temáticas dicha regulación la cual debe cumplir un proyecto renovable en las diferentes etapas de pre-inversión, inversión, operación y cierre.

- Relacionar las temáticas con la capacidad a instalar de un proyecto renovable definiendo grupos por rango de potencia en donde la legislación se aplica igualmente.
- Analizar las implicaciones técnicas y el subsecuente impacto en la sostenibilidad de elegir una determinada capacidad a instalar de un proyecto renovable.
- Presentar clara y concretamente los resultados, conclusiones y recomendaciones de las mediciones obtenidas.

MARCO REFERENCIAL

Como se mencionó en los antecedentes, existen varias herramientas con el fin de divulgar la información referente al ciclo de ejecución de un proyecto de energías renovables, dejando al lector la tarea de discriminar elementos que no sean relevantes para el proyecto que se tenga en mente.

Un criterio inicial para poder hacer esta selección es con un análisis económico en donde la tecnología se adecua de acuerdo a los requerimientos a fin de darle viabilidad al proyecto, esto con el consecuente incremento de costos, por lo que se hace necesario hacer consideraciones adicionales de posibles escenarios que incrementen los ingresos por producción de electricidad.

La variable principal a modificar en el trabajo de investigación será la capacidad instalada del proyecto, pues al modificarse, las implicaciones económicas, sociales y ambientales podrían ser diferentes en ciertos casos que deben ser confrontados sistemáticamente a fin de poder tener un árbol de alternativas desprendidas de una misma línea guía.

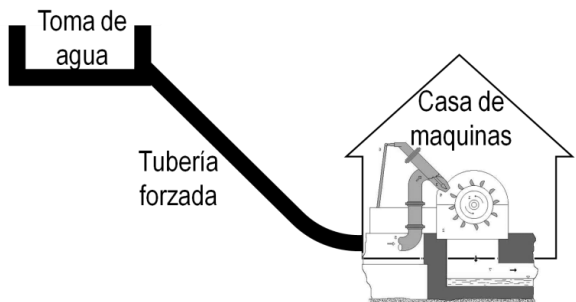
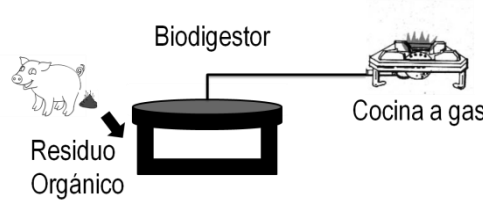
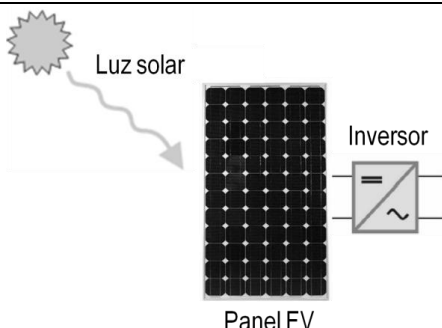
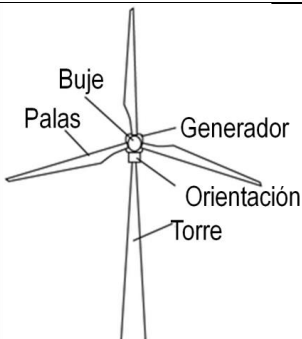
Se parte de la hipótesis de que existe una forma de poder ordenar toda la información a manera de tomar una decisión, dándole un peso (económico) a los elementos adicionales que se le agreguen a un proyecto al momento de variar (aumentar o reducir) la capacidad a instalar en la etapa previa a la construcción.

CAPÍTULO 1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 ASPECTOS TECNOLÓGICOS DE UN PROYECTO RENOVABLE.

Para poder definir los aspectos tecnológicos de un proyecto se debe conocer inicialmente las características del recurso a utilizar. Una de las formas en las que se pueden agrupar estos recursos es por la aleatoriedad de su disponibilidad, siendo recursos naturales que no se encuentran disponibles permanentemente sino que se deben acumular artificialmente por períodos de tiempo o utilizar inmediatamente, resultando en la siguiente agrupación:

Tabla 1. Clasificación de las energías renovables por su aleatoriedad.

a) Fuentes poco aleatorias o con alta predictibilidad	
Energía Hidráulica	Energía Térmica del Biogás
 Toma de agua Tubería forzada Casa de máquinas	 Residuo Orgánico Biodigestor Cocina a gas
b) Fuentes aleatorias o con baja predictibilidad.	
Energía Solar	Energía Eólica
 Luz solar Panel FV Inversor	 Buje Palas Generador Orientación Torre

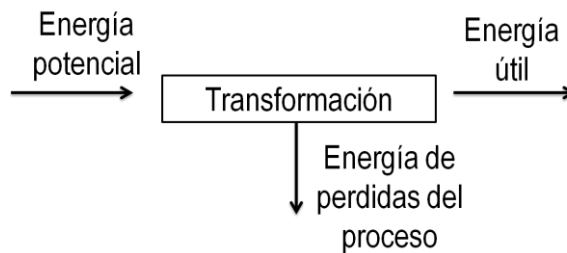
a) Fuentes poco aleatorias o con alta predictibilidad.

Estas fuentes se caracterizan por tener disponibilidad con una gran exactitud o cercanía a lo pronosticado para períodos prolongados de tiempo, por ejemplo: el agua de los ríos, el vapor geotérmico, las celdas de hidrógeno y los desechos orgánicos.

b) Fuentes aleatorias o con baja predictibilidad.

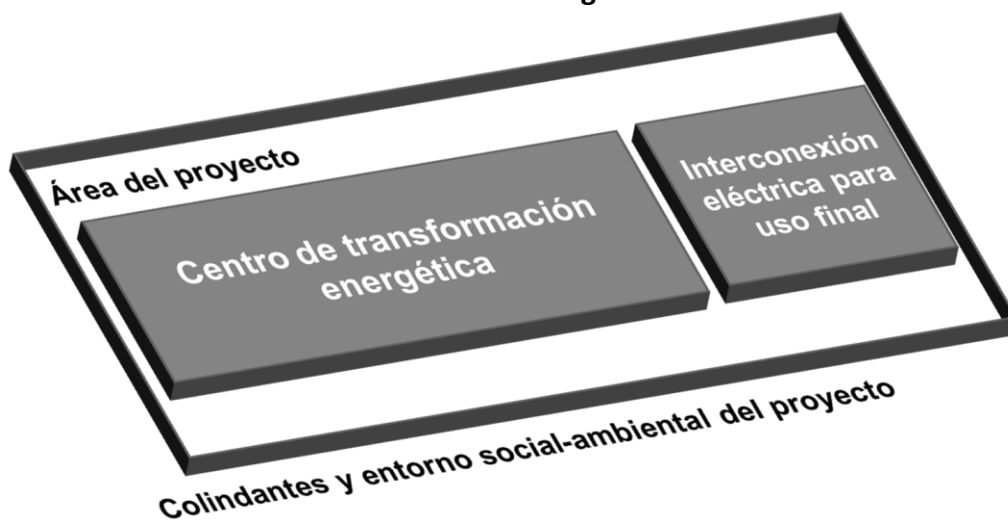
Estas fuentes se caracterizan por ser poco predecibles y con posibilidad de altas variaciones poco predecibles en períodos cortos de tiempo, por ejemplo: la irradiación solar y el viento.

Más importante que una clasificación es la necesidad de contar con un recurso energético y con una tecnología capaz de transformarlo en energía útil, cualquier otro equipo periférico será necesario considerarlo dependiendo del uso final.



En este estudio únicamente se considerará la energía eléctrica como resultado de esta transformación, se puede decir en términos generales que los elementos físicos básicos, necesarios para definir el conjunto total son: el Centro de Transformación Energética que haga uso de alguno de los recursos mencionados en la Tabla 1 y la Interconexión Eléctrica para el uso final.

Figura 3. Elementos físicos relacionados con el área de un proyecto de transformación energética.

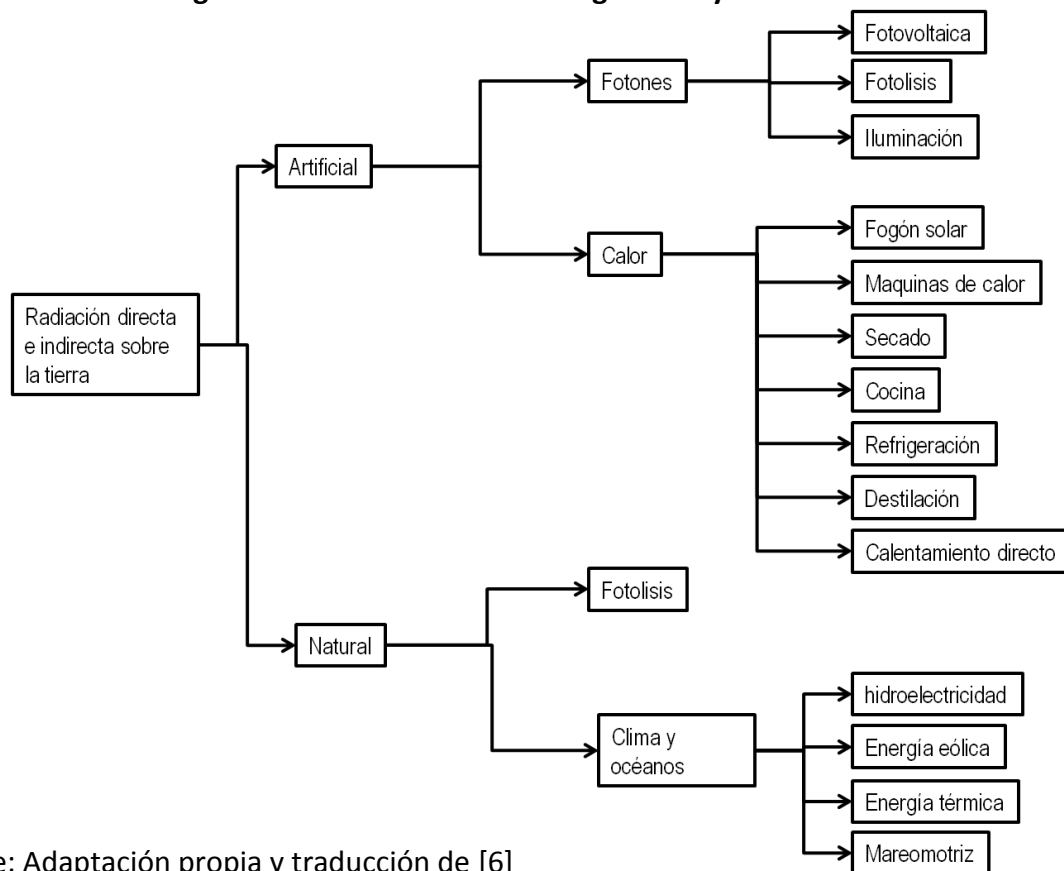


Adicionalmente y complementario al área de impacto directo del proyecto está el entorno social-ambiental que también debe considerarse desde un principio, pues como se detallará a continuación puede haber externalidades que afectan la disponibilidad del recurso directa o indirectamente.

1.1.1 DISPONIBILIDAD DE LOS RECURSOS NATURALES.

Las reacciones de fusión nuclear en el sol producen una enorme cantidad de energía que es estimada en 3.47×10^{24} kJ por unidad de tiempo. Sólo una pequeña parte, aproximadamente 5×10^{11} kJ, de esta energía se irradia sobre la superficie de la tierra [5]. La energía solar incidente es distribuida en muchas maneras, como se muestra en la Figura 4, la cual es prácticamente inagotable e inofensiva para los seres vivos en la tierra debido a que la longitud de onda corta dañina de los rayos ultravioleta es absorbida antes de llegar a la troposfera por las capas de ozono en la estratosfera y debilitada por la composición del aire y la humedad en la troposfera.

Figura 4. Distribución de la energía solar y su utilización.



Fuente: Adaptación propia y traducción de [6]

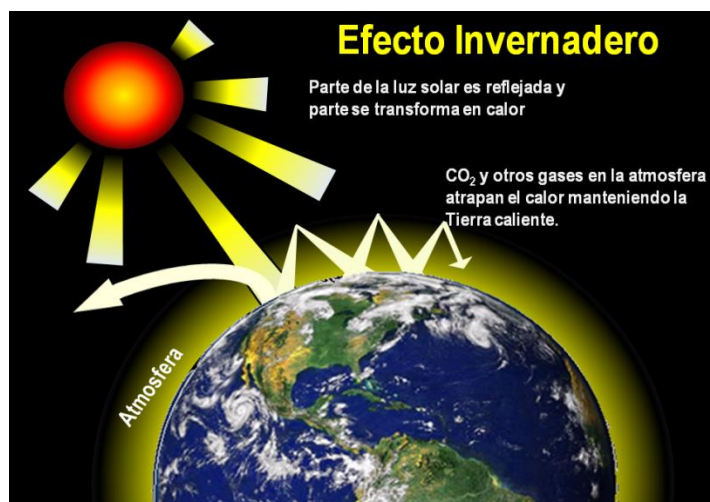
Al energizar la atmósfera, la energía solar genera fenómenos climáticos sobre la superficie terrestre, siendo absorbida por las moléculas de los materiales en la tierra convirtiéndola en calor de baja temperatura. De hecho, todas las fuentes de energía disponibles en la Tierra, con la excepción de la energía atómica tienen a la energía solar como origen, incluso en cierta forma, el carbón, el petróleo, y el gas natural son formas de energía solar. Sabiendo esto, se hace necesario planificar constantemente la mejor manera de utilizar la energía solar ya sea en forma de fotones o la energía calorífica de alta temperatura antes de que disminuya su valor para producir entropía. La forma artificial de utilizar la energía solar también se debe considerar y se muestra en la Figura 4.

CAMBIO CLIMÁTICO.

Además de reflejar la luz del sol, la tierra por sí misma emite radiación similar a la de un cuerpo negro, pero concentrada en mucha mayor longitud de onda debido a su menor temperatura [7].

Como se ha mencionado, la absorción y dispersión de la luz por la atmósfera de la tierra reducen la intensidad y distribución de la longitud de onda de la luz que llega a la superficie terrestre, interfiriendo también con la energía que es irradiada por la tierra, resultando en temperaturas terrestres más altas y un aumento en los Gases de Efecto Invernadero (GEI) por razones 'antropogénicas'.

Figura 5. El Efecto Invernadero



Fuente: <http://www.ecy.wa.gov/climatechange/whatis.htm> , traducida y visitada el 25 de noviembre de 2013.

Debido a la variabilidad de la intensidad y longitud de onda de distribución de luz terrestre, un espectro solar estándar se utiliza en la evaluación de este recurso. Actualmente la norma para la mayoría de las aplicaciones terrestres es una masa de aire igual a 1.5, valor el cual podría variar por efectos del cambio climático y un aumento en la concentración de los GEI.

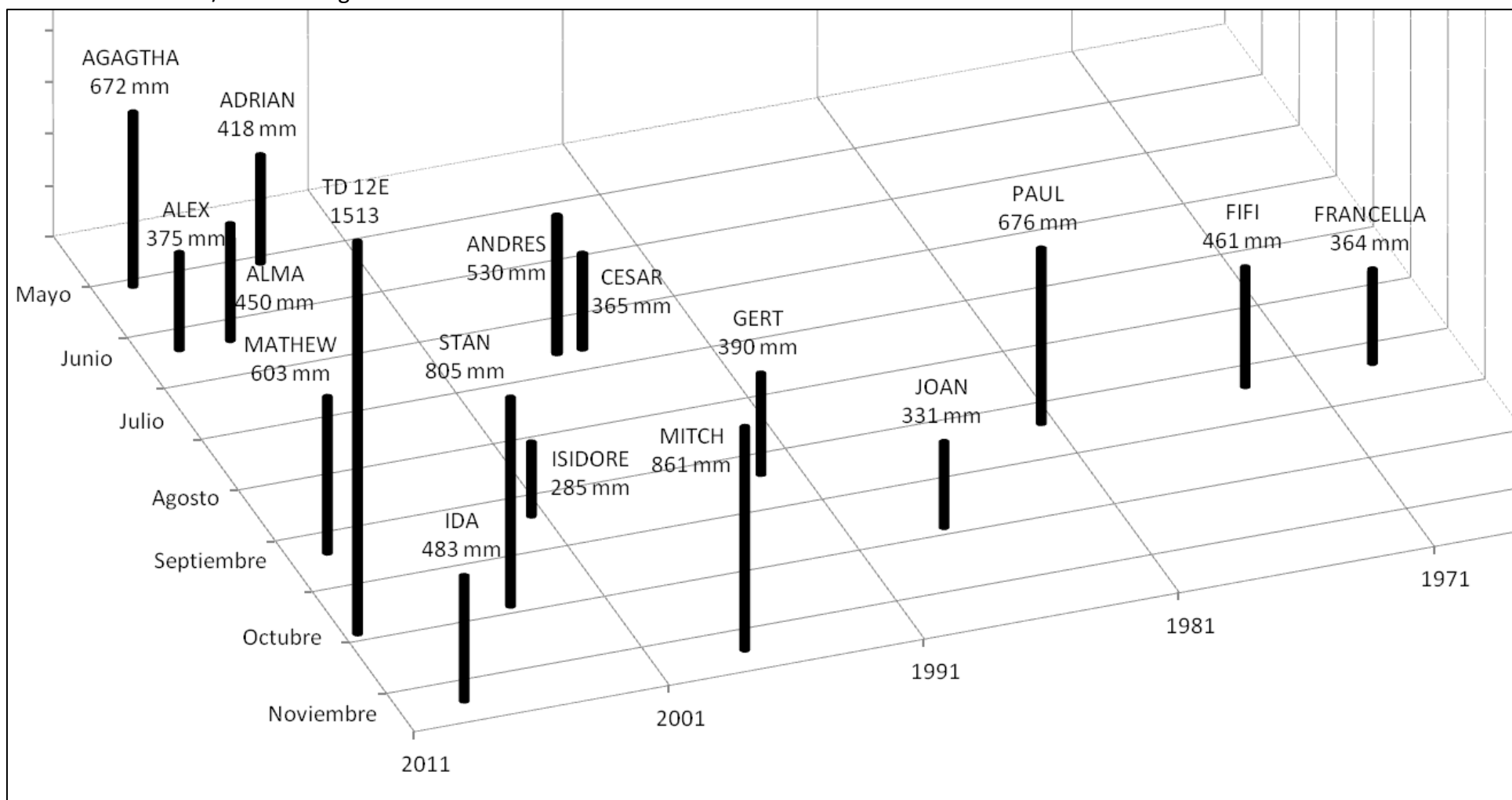
Otro ejemplo del efecto del cambio climático es el aumento de la frecuencia de las lluvias como podemos ver en la Figura 6, en donde un evento hidrometeorológico extremo ocurrió por década entre los años 60 y 70, nueve entre 2002 y 2011, cinco en 24 meses (Nov 2009 – Oct 2011) con la particularidad que fueron en meses diferentes, esto causa, aparte del impacto en la población, que las centrales hidroeléctricas modifiquen sus operaciones para evitar inundaciones aguas abajo, sobre todo en aquellas con zonas poblados en estas áreas.

En otras regiones los cultivos para biomasa y la energía de los biocombustibles se han visto afectados por el uso de los recursos hídricos en algunas regiones, en función del tipo de cultivo y donde se cultiva, la producción agrícola en la región y las prácticas actuales de gestión del agua y los nutrientes. [8]

Tomando en cuenta los ejemplos anteriores, cabe mencionar que el cambio climático y las variaciones de temperatura que se experimentan en la actualidad también pueden afectar la operatividad de los sistemas, disminuyendo la capacidad de aprovechamiento dado el aumento en la aleatoriedad, los eventos extremos y la dificultad en la predicción de la disponibilidad de los recursos naturales.

Figura 6. Ciclones Tropicales y Sistemas de Baja Presión que provocaron lluvias torrenciales en El Salvador, 1961-2011.

Nombre del evento / Máximo registrado de la lluvia acumulada durante cada evento en mm



Fuente: Presentación anteproyecto Ley de Aguas, 28 de marzo 2012, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Gobierno de El Salvador

1.1.2 TRANSFORMACIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES EN ENERGÍA ELÉCTRICA.

Desde tiempos de Nicola Tesla y Thomas Alva Edison² ha habido una gran lucha entre que tecnología es la que presenta más ventajas/desventajas al usuario final, menores pérdidas eléctricas, menor calibre en el cableado, más flexibilidad al uso en los aparatos eléctricos industriales y electrodomésticos.

Reseña histórica.

En la presidencia de Gerardo Barrios (1859), se empezó a utilizar el petróleo para el alumbrado, colocando faroles en las esquinas de las calles, los cuales encendían los serenos.

Daniel Hernández, entre los años de 1879 y 1880, acompañado de varios discípulos hizo ensayos de las nuevas técnicas sobre la iluminación eléctrica que llegaban de los Estados Unidos y Guatemala. En 1880 logró iluminar un parque en Santa Tecla, que actualmente lleva su nombre. De acuerdo con el historiador doctor Peña (quien sus escritos con el anagrama de José España Mira), el señor don Carlos D'Abuisson inicio el servicio de alumbrado eléctrico, comenzando por el parque Bolívar en unión de los doctores don Manuel Estévez, don Hermann Prowe y don Gustavo Lozano establecieron un dinamo en el Agua Caliente y trajo a esta ciudad la primera luz eléctrica con un gasto primero de doce mil pesos. El motor desarrollaba 70 caballos de fuerza, dando 54 focos de arco voltaico de 800 bujías cada uno y 314 lámparas incandescentes de 16 bujías.

Ha sido la Corriente Alterna (CA) la que a lo largo de un poco más de un siglo se ha difundido mayormente, aunque en la actualidad con el aumento en el uso de los televisores y luminarias LED, computadoras portátiles, teléfonos móviles, instalaciones fotovoltaicas con baterías, todos equipos que funcionan a base de Corriente Continua (CC), se abre nuevamente la discusión de cuál es el tipo de corriente más utilizado para determinada aplicación. En el siguiente cuadro se muestra un extracto general de usos para ambos casos.

² En 1882 Edison diseña y construye la primera instalación para producción de electricidad comercial del mundo utilizando CC y en 1896 se concluye la “lucha” con la construcción de una central hidroeléctrica al pie de las cataratas del Niágara por Tesla utilizando CA.

Tabla 2. Comparativo de tecnologías usadas en CA y en CC.

	Corriente alterna (CA)	Corriente continua (CC)
Generación de electricidad	Asíncronos, síncronos, jaula de ardilla.	Celdas Solares Fotovoltaicas y Celdas de Combustibles.
Transmisión y Distribución	Sistemas de hasta 1,000 kV en distancias menores de entre 500 a 1,000 km	Convertidores Back-to-Back, Transmisión Monopolar de Larga Distancia, Transmisión Bipolar de Larga Distancia.
Consumo final	Motor de inducción AC, bombillas	El motor de corriente continua, aparatos electrónicos.
Almacenamiento	Flywheel	Flywheel con motor de CC, Baterías o pilas.

Fuente: Elaboración propia

A continuación y en adelante se centrará el análisis en las tecnologías utilizadas para la generación de electricidad únicamente.

1.1.3 EFICIENCIA DE LA TRANSFORMACIÓN EN ENERGÍA ELÉCTRICA.

A fin de aprovechar los recursos naturales antes mencionados se han calculado límites físicos teóricos para su aprovechamiento. La eficiencia de conversión de los recursos energéticos es el punto que los institutos de investigación y desarrollo mejoran continuamente, resultando un aspecto de competitividad para la industria de las renovables, pues al aumentar la eficiencia por unidad de área, se transforma la misma cantidad de energía en una menor superficie.

Para el caso de las celdas solares fotovoltaicas se ha visto en los últimos años un incremento en la eficiencia de conversión de la irradiancia solar en energía eléctrica.

Tabla 3. Eficiencias de módulos SFV comercialmente disponibles

Tecnología	Eficiencia
Silicio Monocristalino ³ y Multicristalino	14%
CdTe ⁴	11%
Silicio amorfo ⁵	6%
CIGS ⁶	11%

Fuente: [9].

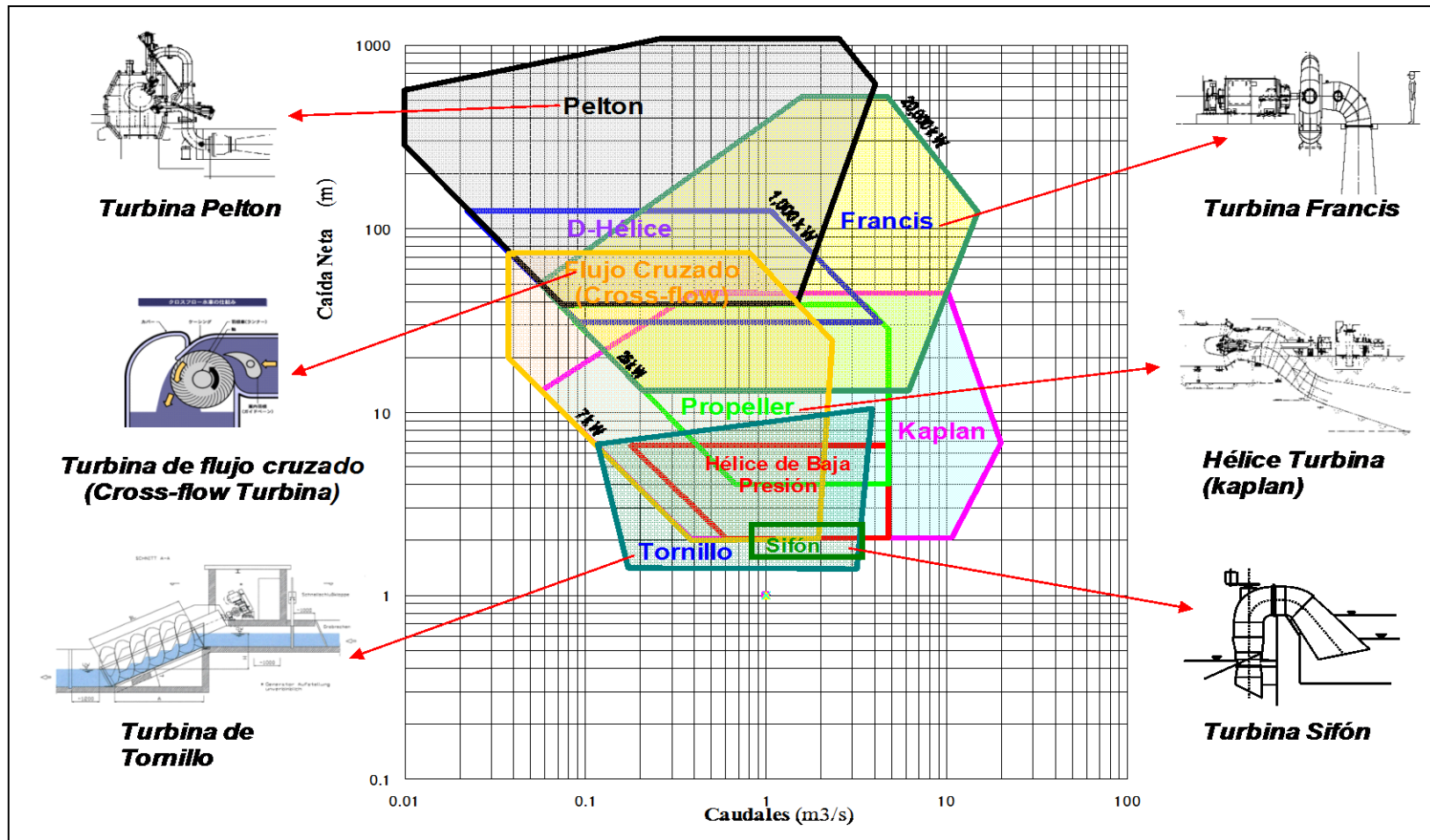
³ La eficiencia representa características de producción promedio. Otras tecnologías no estándar están disponibles comercialmente tales como las monocristalinas de SunPower rear-point-contact (19,3%) y el módulo de Sanyo HIT (17,1%).

⁴ First Solar 2010.

⁵ Uni-Solar 2010. Módulo de laminado flexible a-Si.

⁶ Mehta and Bradford 2009

Tabla 4. Carta para seleccionar turbinas hidráulicas en función del caudal y el salto



Fuente: Nippon Koei Co., Ltd.

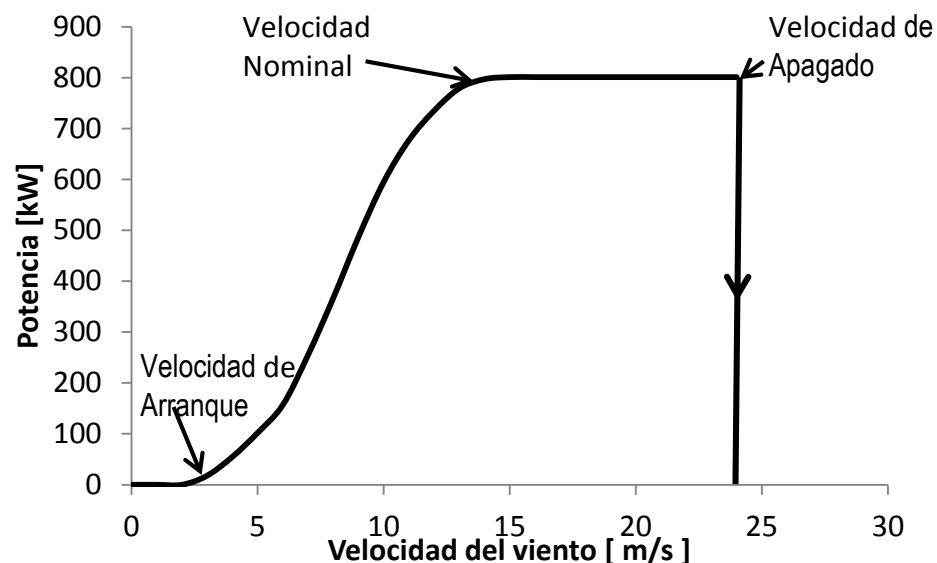
Una tecnología confiable, probada y con mayor experiencia acumulada se tiene con las centrales hidroeléctricas, para las cuales se puede decir que el corazón es el conjunto Turbina-Generador, teniendo incluso cantidades ya establecidas de capacidad de producción o transformación.

La producción total de energía de las turbinas de viento se estima tomando como base la curva de potencia que proporcionan los fabricantes, con la que se puede estimar la potencia producida por la turbina eólica. La producción de estas curvas es calculada en laboratorios bajo las condiciones estándares de la velocidad del viento a la altura del buje, la distribución de Rayleigh, la densidad del aire a nivel del mar y a una temperatura de 15 °C.

Cuando la velocidad del viento es mayor que la velocidad de arranque de la turbina, la turbina comienza a producir energía. La producción de la energía generada por la turbina es controlada por el giro de la pala (Pitch) o por el ángulo de incidencia del viento sobre la pala (Stall) cuando alcanza su valor nominal.

Para prevenir daños, el rotor se detiene cuando la velocidad del viento se vuelve muy fuerte. La siguiente figura muestra la producción típica de energía de una turbina con una velocidad de viento estable.

Figura 7. Curva de potencia típica para una turbina eólica.



Fuente: Adaptación propia de [10].

La velocidad de arranque, la velocidad de desconexión y la velocidad nominal, dependen del rendimiento de la turbina. En general, estas son las velocidades de viento más aplicadas:

Velocidad del viento (arranque) : 3~4 m/s

Velocidad del Viento (Nominal) : 12~16 m/s (depende del rendimiento de la turbina)

Velocidad del Viento (desconexión) : 24~25 m/s

De la misma manera podemos mostrar eficiencia de la transformación de los recursos biomásico, biogás o geotérmico, pero se tomaran los ya mostrados como referencia explicativa.

1.2 ESTRUCTURA DE COSTOS.

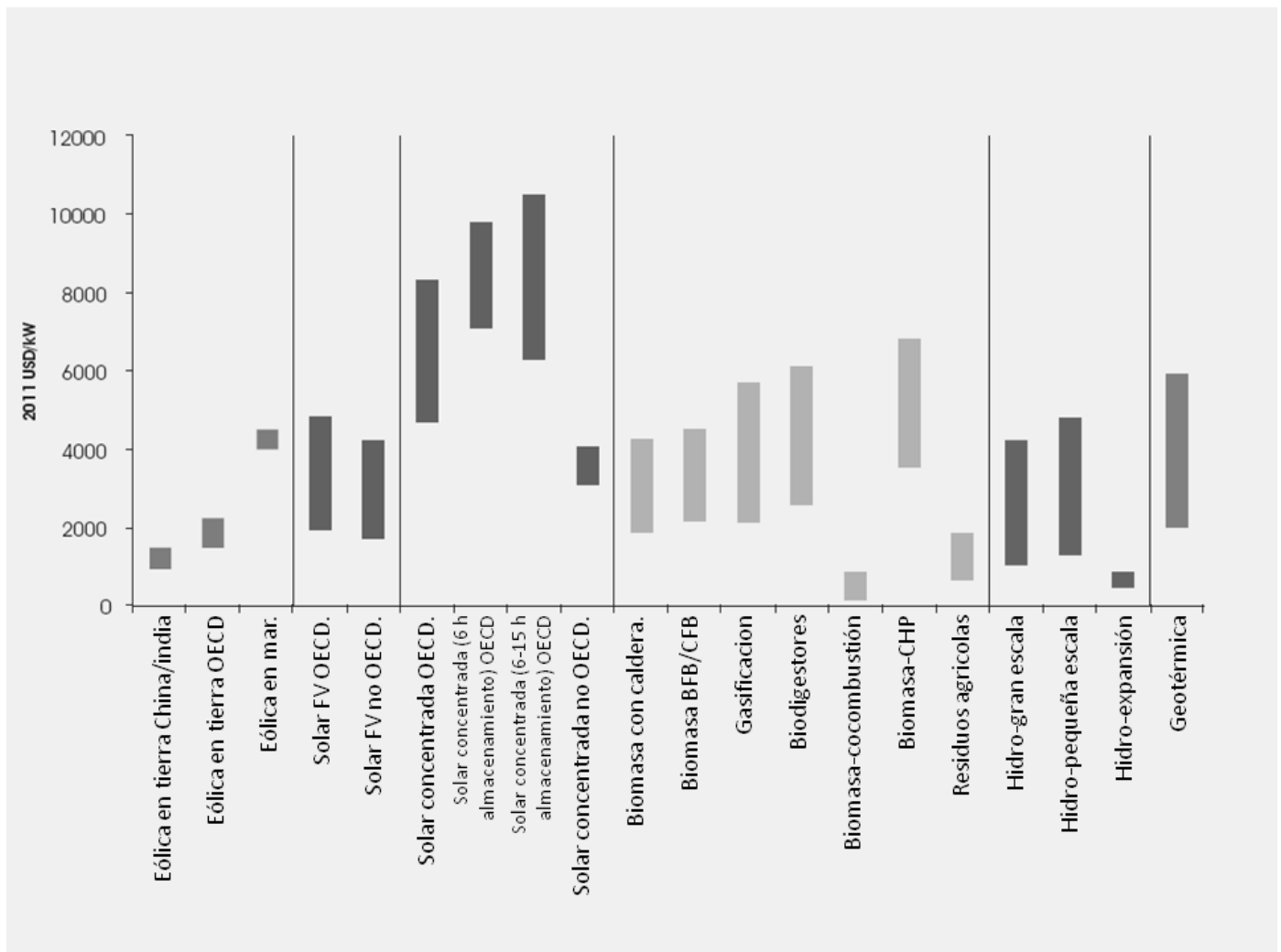
Para poder hablar de los costos de las energías renovables se debe saber que el rango de estos costos es amplio y es bastante dependiente de las condiciones particulares de cada sitio y aplicación, por lo que se puede decir que no existe la "mejor" tecnología renovable para generación de energía eléctrica. También es importante tener en cuenta que las tecnologías renovables distribuidas, tales como la energía solar fotovoltaica montada en techo, la minieólica y los biodigestores, entre otras, pueden proporcionar una nueva capacidad para generar electricidad o potencia sin la necesidad de invertir en construcción de red de transmisión o distribución adicional y por lo tanto no se pueden comparar directamente con las grandes soluciones donde estos costos tendrían que ser añadido.

Un segundo elemento que se debe considerar es el hecho de que, con los precios actuales de los combustibles fósiles y las tecnologías convencionales, las energías renovables son ahora la solución más económica para la electrificación fuera de la red o en isla y para la red de suministro centralizado en lugares con buenos recursos. Por lo tanto, las tecnologías de energía renovable pueden ayudar a los países a cumplir con sus objetivos de política energética de manera segura, confiable y económica, ampliando el acceso de la electricidad, promoviendo el desarrollo económico, mejorando la seguridad del suministro, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y reduciendo la volatilidad de los precios de la energía.

Otra aplicación de las diferentes tecnologías de generación de energía renovable se puede encontrar al combinarlas incluso con mini-redes para electrificar poblados aislados y ampliar las redes existentes. La complementariedad de las diferentes opciones renovables, que emplean a

veces en combinación de pequeñas centrales hidroeléctricas con pequeños embalses para el almacenamiento u otras opciones de almacenamiento de energía, puede ayudar a reducir la variabilidad total de la oferta a niveles bajos y proporcionar bajo costo, soluciones de electrificación locales que aportan beneficios económicos a un costo más bajo que la generación basada en combustibles fósiles derivados de petróleo como el diesel. Sin embargo, un desafío importante para la economía de estos proyectos de electrificación es el alto costo inicial, el cual puede ser de dos a tres veces mayor en los países en desarrollo que en los desarrollados.

Figura 8 Rangos de los costos típicos de inversión inicial para las tecnologías renovables, 2012.



Fuente: Traducción propia International Renewable Energy Agency , [11]

Un caso muy particular, es el de la energía solar fotovoltaica, para el cual los costos de las instalaciones están disminuyendo rápidamente debido a la alta curva de aprendizaje y al rápido despliegue de proyectos que se ha registrado en la actualidad.

Para el caso de los proyectos eólicos instalados en tierra, los costos totales muestran una tendencia a la baja, sobretodo en China y la India, debido principalmente a los precios más bajos de aerogeneradores (630 US\$/kW para turbinas chinas en 2012).

A nivel mundial, las oportunidades de generación de menor costo para la biomasa y el biogás se encuentran en países en desarrollo como El Salvador, donde grandes cantidades de residuos agrícolas y forestales permanecen sin explotar. Estas materias primas de bajo costo, cuando se combina con tecnologías de combustión simples, pueden proporcionar electricidad a un costo muy competitivo para uso propio y / o suministro de la red.

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Adicionalmente a estos costos de instalación se tienen que agregar los costos de operación y mantenimiento (O&M) los cuales están relacionados de manera directamente proporcional con la escala del proyecto, pues al aumentar o reducir la capacidad proyectada a instalar, así aumentan o se reducen estos costos de O&M, los cuales oscilan de entre los 40 US\$/kW/año y 70 US\$/kW/año dependiendo de las particularidades del proyecto.

1.2.1 ANÁLISIS DETALLADO DE LOS COSTOS INICIALES

La estructura financiera de los proyectos de generación renovable y los costos tanto de inversión inicial como de operación y mantenimiento varían por la tecnología, por país, y por región promotora del proyecto. Esta situación tiene aspectos muy diferentes en los países en desarrollo, siendo a menudo difícil para los desarrolladores de proyectos poder movilizar los fondos necesarios para llevar un proyecto a buen término. Financiamiento mediante préstamos multilaterales y bilaterales (al 7% de interés) a menudo son fundamentales para habilitar el financiamiento comercial y en términos que no sean tan onerosos que socavan la economía del proyecto.

La participación del sector público y las garantías pueden ayudar al desarrollador a reducir los riesgos y alentar al sector privado a invertir basándose en las estimaciones técnicas y económicas del proyecto. Como resultado, el interés en los socios público-privados (APP) ha ido creciendo, junto con los esfuerzos para desarrollar políticas públicas apropiadas y marcos regulatorios que permitan potenciar los préstamos multilaterales y bilaterales para aumentar las inversiones del sector privado en las energías renovables y el financiamiento climático en general. De esta manera los prestamistas comerciales adquieren experiencia en la financiación de proyectos de energías renovables en los marcos regulatorios y económicos sólidos, mejorando el acceso a la financiación y las condiciones ofrecidas.

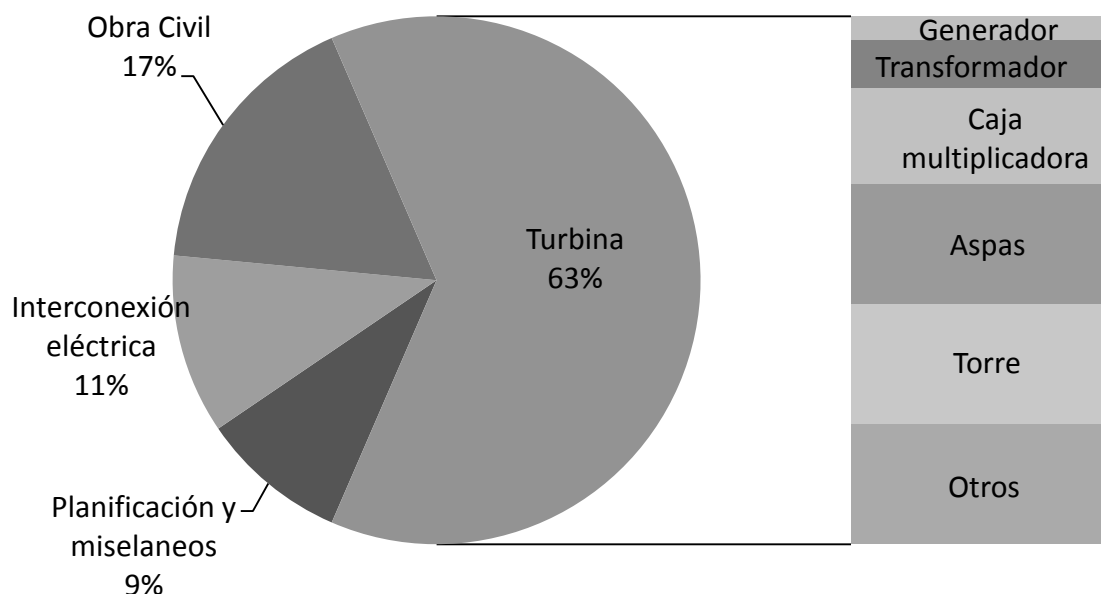
Es por esto que se vuelve importante conocer a mayor detalle todos los costos que incluye una instalación de un proyecto de energía renovable.

Tomando como ejemplo la estructura de costos de un proyecto de energía eólica, los cuales están dominados por el costo de capital inicial de las turbinas de viento (incluyendo torres y la instalación) y que pueden alcanzar hasta un 84 % del costo total de instalación. Los costos de capital de un proyecto de energía eólica se pueden dividir en las siguientes categorías principales:

- **El costo de la turbina:** Incluye rotor, aspas, generador, torre y transformador.
- **Obra civil:** Costos de construcción para la preparación del sitio y las bases de las torres;
- **Los costos de la interconexión a la red:** Esto puede incluir transformadores y subestaciones, así como la conexión a la distribución local o red de transmisión;
- **Planificación de proyectos y miscelaneos:** Estudios, gestión de permisos, garantías y;
- **Otros costos de capital:** Estos pueden incluir la construcción de carreteras, edificios, sistemas de control, medidas de mitigación y/o adaptación, etc.

La Figura 9 presenta el desglose de los costes totales de una típica granja eólica terrestre. Estos valores pueden variar dependiendo del país, el proyecto, y los aerogeneradores utilizados, que por sí mismos pueden representar entre el 64 % y el 84 % de los costos totales instalados. Del mismo modo los costes de conexión a la red pueden variar entre 9 % y 14 %, la construcción y la obra civil de un 4% a 16 %, mientras que otros costos de capital suelen estar entre 4% y 10%.

Figura 9. Estructura de Costos típicos de una granja eólica instalada sobre tierra.



Fuente: [12]

1.3 EQUILIBRIO ECONÓMICO-SOCIAL-AMBIENTAL.

El concepto de sostenibilidad se ha venido desarrollando, fortaleciendo y consolidado desde los años 1970 en el contexto de la ONU y del Club de Roma (“Los límites del crecimiento”) con un precedente histórico aún más antiguo en el siglo XVIII (Thomas Malthus), pero que no fue sino hasta en 1987 que se define en el denominado “Informe Brundtland” [13], el concepto de Desarrollo Sostenible.

El libro “Nuestro Futuro Común” (“Our Common Future” nombre original del Informe Brundtland) fue el primer intento de eliminar la confrontación entre desarrollo y sostenibilidad. Presentado en 1987 por la Comisión Mundial Para el Medio Ambiente y el Desarrollo de la ONU, encabezada por la doctora noruega Gro Harlem Brundtland, trabajó analizando la situación del mundo en ese momento y demostró que el camino que la sociedad global había tomado estaba destruyendo el ambiente por un lado y dejando a cada vez más gente en la pobreza y la vulnerabilidad. El propósito del referido informe fue encontrar medios prácticos para revertir los problemas ambientales y de desarrollo del mundo y para lograrlo destinaron tres años a audiencias públicas y recibieron más de 500 comentarios escritos, que fueron analizados por científicos y políticos provenientes de 21 países y distintas ideologías.

Como indica el libro, el trabajo de tantas personas con historia y culturas diferentes hizo que fuera necesario fortalecer el diálogo, por lo cual el resultado es más de lo que se hubiera conseguido individualmente. Dicho documento postuló principalmente que la protección ambiental había dejado de ser una tarea nacional o regional para convertirse en un problema global. Todo el planeta debía trabajar para revertir la degradación actual.

¿Qué es el desarrollo sostenible?

Textualmente el Informe Brundtland lo define como: “...In essence, sustainable development is a process of change in which the exploitation of resources, the direction of investments, the orientation of technological development; and institutional change are all in harmony and enhance both current and future potential to meet human needs and aspirations.” [27]

También señaló que debíamos dejar de ver al desarrollo y al ambiente como cuestiones separadas. El Informe dice que “ambos son inseparables”. Por último señala que el desarrollo dejaba de ser un problema exclusivo de los países que no lo tenían. Ya no se trataba de que los “pobres” siguieran el camino de los “ricos”. Como la degradación ambiental es consecuencia tanto de la pobreza como de la industrialización, ambos debían buscar un nuevo camino.

La importancia de este documento no sólo reside en el hecho de lanzar el concepto de desarrollo sostenible (o desarrollo sustentable), definido como **aquel que satisface las necesidades del presente sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones**, sino que este fue incorporado a todos los programas de la ONU y sirvió de eje, por ejemplo, a la Cumbre de la Tierra celebrada en Río de Janeiro en 1992.⁷

Entre los principales resultados de esta Cumbre destacan la publicación de la Agenda 21, la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo y el dar a conocer tres tratados internacionales: la Convención de Lucha contra la Desertificación, la Convención de las Naciones Unidas sobre la Diversidad Biológica y quizás el que ha causado mayor dinámica fue el documento en donde se establece que se debe conformar la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (United Nations Framework Convention on Climate Change,

⁷ <http://desarrollosostenible.wordpress.com/2006/09/27/informe-brundtland/> , página visitada el 12 de diciembre de 2013.

UNFCC), la cual daría lugar a la Conferencia de las Partes (COP) realizada por primera vez en Berlín, Alemania (marzo/abril, 1995) y que luego de dos años y medio de negociaciones intensas, se adoptara el Protocolo de Kyoto en la COP 3 de Kyoto, Japón (diciembre, 1997).

1.4 CICLO DE LA EJECUCIÓN DE UN PROYECTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

A fin de poder definir los pasos para llevar a cabo un proyecto de energía renovable se ha tomado como base las etapas presentadas por el proyecto ARECA del BCIE⁸, en el cual se describen desde la etapa de perfil de proyecto hasta la construcción. Es importante advertir que estas etapas no se deben entender como una secuencia de pasos completamente separados, ni como estadios de un proyecto que se pueden delimitar en forma perfecta unos de otros. El desarrollo de un proyecto es un proceso dinámico, que requiere de una gran flexibilidad y capacidad de adaptación de parte del desarrollador.

Hacer esta delimitación permite tener un panorama completo a lo largo del proceso de desarrollo del proyecto e invertir de forma estratégica los recursos, evitando desperdiciar recursos en líneas que luego demuestren no ser viables, optimizando la inversión.

Las primeras etapas de desarrollo de un proyecto pueden verse como una secuencia que va desde la pre-inversión (las primeras etapas hasta llegar al cierre financiero), y es seguida por la inversión (la etapa de construcción) [14]. Adicionalmente a esto se puede complementar el ciclo de un proyecto para producción de electricidad a partir de la transformación de un recurso renovable de forma más tradicional en términos de la inversión, operación y cierre de la central de producción, que generalmente se describe en 4 etapas que a continuación y en forma secuencial se listan:

Tabla 4. Etapas de la ejecución de un proyecto de producción de electricidad.

Etapas de pre-inversión	Etapas de inversión (construcción)	Etapas de Operación	Etapas de Cierre de Operaciones
--------------------------------	---	----------------------------	--

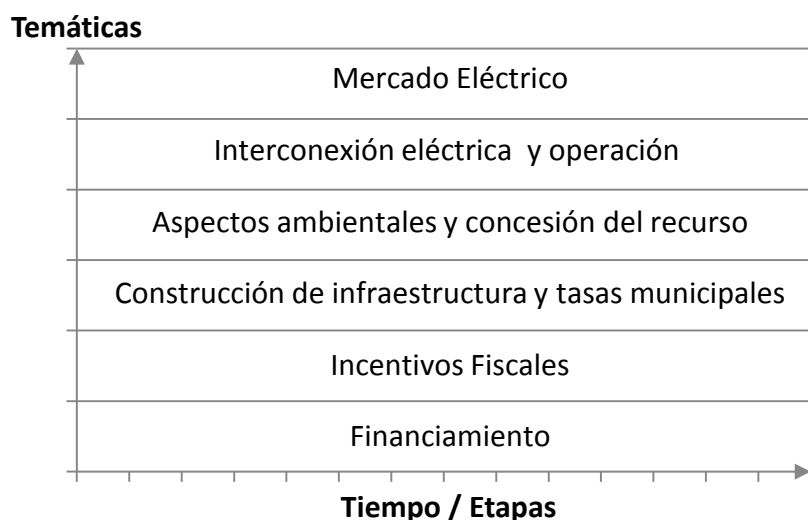
Estas etapas abarcan los diferentes instantes en el tiempo en los que las actividades, hacen necesario evaluar las alternativas que presenta el marco regulatorio vigente al inicio de la

⁸ Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en El Salvador

gestación de un proyecto, según el recurso a utilizar para generación de electricidad y la escala planeada del proyecto, debiendo tomar o dejar ciertas oportunidades en beneficio de la ejecución del proyecto definiendo el Perfil del Proyecto.

Una vez delimitado el Proyecto en términos generales se presenta un segundo nivel de ejecución de actividades en el ciclo del proyecto, para el cual ya se hace necesario realizar el cronograma y el presupuesto del proyecto, considerando inicialmente los costos mencionados en el capítulo anterior, faltando únicamente definir qué gestiones vinculadas con instituciones independientes al desarrollador pueden agruparse en temáticas a fin de: recibir ingresos en concepto de producción de electricidad, calcular y construir la interconexión eléctrica y operar en el mercado eléctrico, construir la obra civil y pagar las tasas municipales, evaluar el impacto ambiental y el plan de manejo ambiental, obtener la concesión del recurso a utilizar, los incentivos fiscales y el financiamiento del proyecto, entre otras.

Tabla 5. Temáticas a considerar en el ciclo de ejecución de un proyecto.



Al cruzar las temáticas con el eje del tiempo se puede comprender de mejor manera el hecho de que las actividades y tareas son dinámicas, interdependientes y en algunos momentos hasta deberán de ser ejecutas simultáneamente en un constante proceso de mejora continua. En los siguientes capítulos veremos que consideraciones se deben tener con cada una de estas temáticas y la forma en la que se interrelacionan técnica y económicamente en la elaboración del perfil de un proyecto.

CAPÍTULO 2 TEMÁTICAS A CONSIDERAR DE LA NORMATIVA SALVADOREÑA

2.1 INTRODUCCIÓN

Recopilar todas las oficinas o instituciones públicas que la legislación nacional habilita y ubicarlas dentro de diferentes posibilidades o un caso general sería demasiado ambicioso y hasta cierto punto imposible, por lo que se darán únicamente lineamientos a grandes rasgos a fin de poder tener una guía a partir de lo ya mencionado en el ciclo de un proyecto.

Partiendo de que la Constitución de la Republica de El Salvador [15] divide en tres Órganos fundamentales al Gobierno (Legislativo, Ejecutivo y Judicial), en un Ministerio Público y en Gobiernos Locales al territorio, podemos considerar a estos 3 conjuntos como el punto de partida, del cual se tomará en cuenta únicamente los ramos de la administración pública incluidos en el Órgano Ejecutivo, pudiendo agruparlos de la siguiente manera:

Tabla 6. Precedencia de las Secretarías de Estado

Ministerio de Relaciones Exteriores
Ministerio de Gobernación
Ministerio de Justicia y Seguridad Pública
Ministerio de Hacienda
Ministerio de Economía
Ministerio de Educación
Ministerio de la Defensa Nacional
Ministerio de Trabajo y Previsión Social
Ministerio de Agricultura y Ganadería
Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social
Ministerio de Obras Públicas, Transporte y de Vivienda y Desarrollo Urbano
Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
Ministerio de Turismo

Fuente: ver referencia bibliográfica [16]

A través de leyes secundarias, se ha dado lugar a la creación de instituciones autónomas o dependencias, adicionales a las mencionadas, con el objetivo de aumentar la injerencia del Estado en las actividades que se desarrollan en el país a fin de regularlas, por ejemplo: fuera de la estructura del Ministerio de Economía, la Ley General de Electricidad faculta a la

Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) a cumplir sus disposiciones; dentro del Ministerio de Hacienda la Ley de Incentivos Fiscales para proyectos de energía renovable establece la interrelación que debe tener el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales y una institución externa Reguladora del Sector Eléctrico (SIGET) con una dependencia del Ministerio de Hacienda (Direcciones Generales de Impuestos Internos y de Aduanas); y así sucesivamente con otras leyes. Considerando que existen mucha legislación, delimitaremos a continuación el marco regulatorio mínimo a considerar en este estudio para la ejecución de un proyecto de generación de electricidad con energía renovable.

2.2 NORMATIVA REFERENTE A LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA.

Dado que el núcleo de un proyecto de generación de electricidad es recibir algún tipo de remuneración en concepto de comercialización de la energía, cualquier productor de electricidad el cual realiza dicha actividad en forma total o parcial deberá estar registrado ante la SIGET como generador⁹. Partiendo de este hecho se muestran a continuación la separación de casos sin considerar la interconexión, únicamente delimitando la capacidad del generador.

2.2.1 GENERADOR PARTICIPANTE DEL MERCADO MAYORISTA.

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) [17] en los artículos 3.2.3 (generador conectado a transmisión) y en el 20.1.2 (generador conectado a distribución), menciona que para participar en el Mercado Mayorista un Participante del Mercado generador (PM generador) conectado a la red eléctrica debe ser capaz de inyectar una potencia mínima de 5 MW por nodo. Al cumplir este requerimiento se puede optar a 4 mecanismos de comercialización en concreto:

a) Despacho económico en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

En el MER se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto de un despacho económico regional y mediante contratos entre los

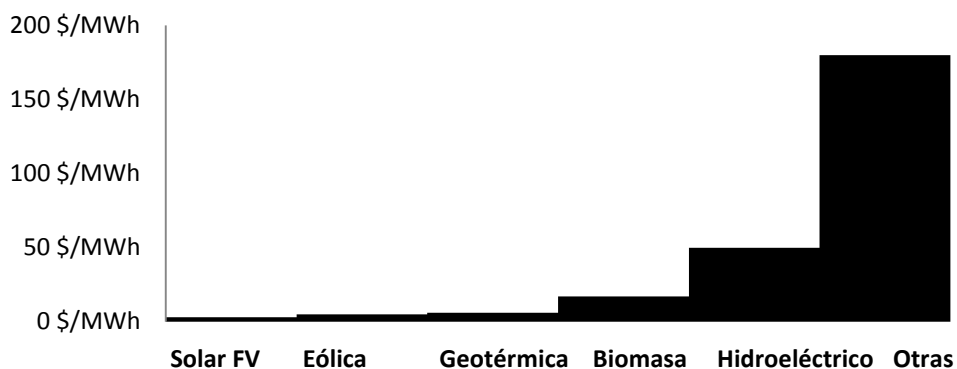
⁹ Ley General de Electricidad, art. 7

agentes del mercado¹⁰. Cualquier agente que desee realizar transacciones deberá presentar, a través de la UT, la solicitud de autorización y las constancias mencionadas en el numeral 3.4.2 del Reglamento del MER [18]. Dado que para ser modelada como oferta de inyección al MER, una generación no debe ser despachada en el pre-despacho nacional (numeral Anexo.3.4.2 del RMER), se debe cumplir con lo que se menciona a continuación en el literal b.

b) Despacho económico en el Mercado Regulador del Sistema (MRS).

Con el fin de comercializar de forma total o parcial la producción de energía eléctrica, una central debe inscribirse como PM generador¹¹. Dado que a todos los PM que inyecten energía al MRS se le paga el Costo Marginal de Operación del Sistema (CMO del sistema), según el numeral 10.6.2.1 y Anexo 9-3.1.1 del ROBCP, se debe tener en cuenta que para calcular este costo, las unidades generadoras son despachadas conforme a sus respectivos costos variables de operación y que las centrales de generación de fuente renovable de energía no convencional, tales como biomasa, eólica, solar y otras, tienen prioridad de despacho, para cuyos efectos se les considerará con costo variable de operación igual a cero (art. 67-E del RLGE) [19].

Figura 10. Costo Variable de Energía por Tecnología.



Fuente: Elaboración propia en base a valores indicativos del año 2013.

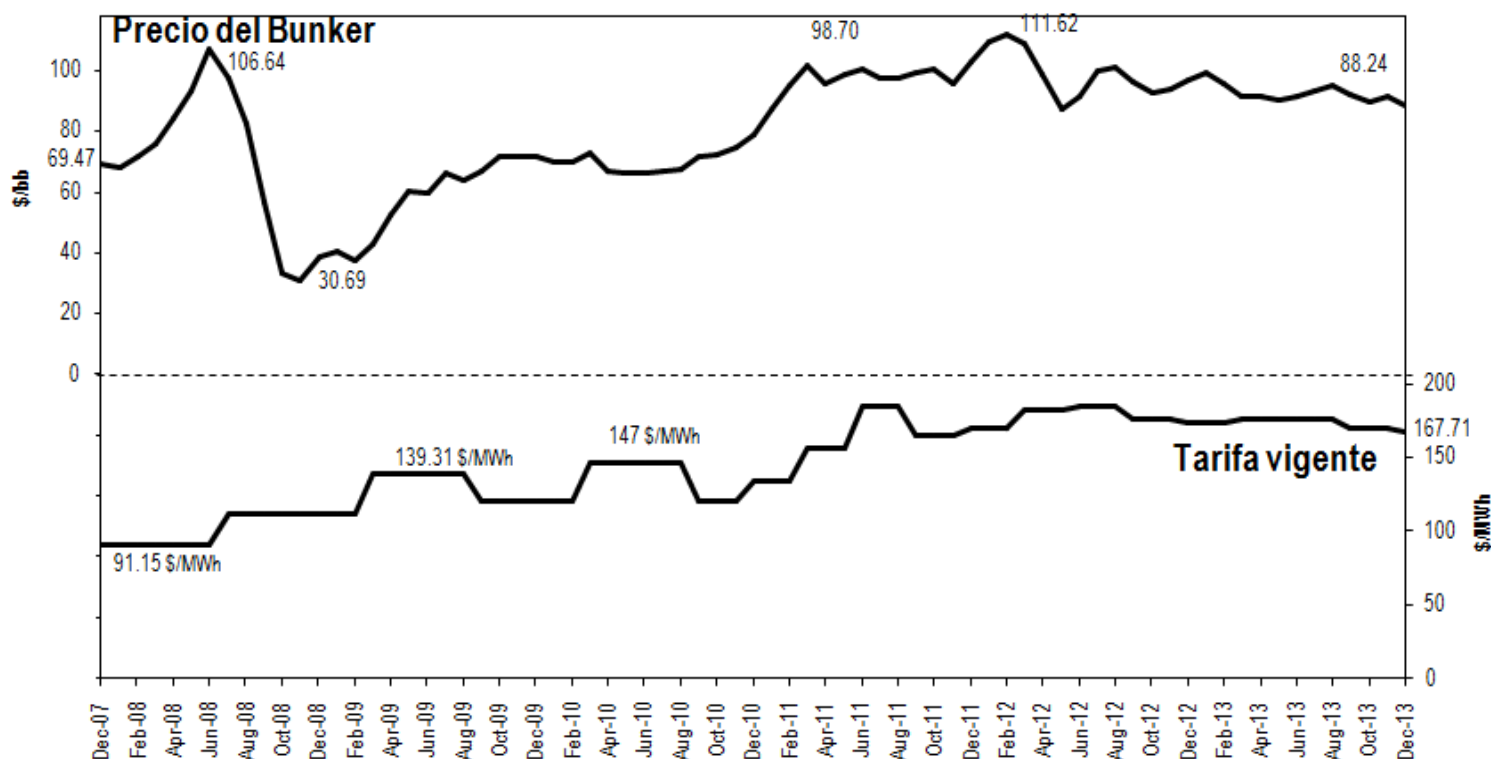
Como el despacho es realizado diariamente para cada 24 horas, tomando en cuenta un pronóstico de la demanda de electricidad, pudiendo ser cubierta tanto por maquinas que pueden costar tan poco como 5 \$/MWh o tanto como 300 \$/MWh, se puede decir que un proyecto con costo variables de producción de electricidad cercano a cero, depende del valor del CMO del sistema a fin de calcular sus ingresos anuales, por lo que al estar compitiendo en el

¹⁰ Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, numeral 1.4.1

¹¹ ROBCP, numeral 2.2 y Anexo 01 - Inscripción

MRS(mercado Spot) se debe tener conocimiento de los precios históricos y de futuras políticas y planes de proyectos que puedan afectar los ingresos dependientes del CMO del sistema.

Figura 11. Evolución Histórica del Precio de la Energía y el Precio promedio Platts del Fuel Oil N°6 3%



Adicional al MRS, y como parte complementaria para el cálculo del precio de la energía en el Mercado Mayorista, cada PM generador tiene la libertad de decidir las transacciones a realizar en un **Mercado de Contratos (MC)**¹², con condiciones y precios ya sea pactando libremente entre PMs o través de procesos de libre concurrencia aprobados por la SIGET:

c) Contrato de Largo Plazo adjudicado en procesos de libre concurrencia (Licitaciones).

Según el art. 86-A del RLGE, las distribuidoras están obligadas a suscribir contratos de largo plazo a través de procesos de libre concurrencia¹³, por no menos del ochenta por ciento de la demanda de potencia máxima y su energía asociada. En el caso de las energías renovables, las distribuidoras realizan licitaciones para suscribir contratos de suministro no estandarizados, sin compromiso de potencia firme con futuros Participantes de Mercado.

¹² ROBCP, numeral 4.2.1

¹³ Ley General de Electricidad, art.79 literal a.

Tabla 7. Comparativo de dos Procesos de Libre Concurrencia del 2013.

Licitación 355 MW	Licitación 100 MW - Renovable
-355 MW de potencia contratada y su energía asociada provenientes de gas natural, carbón o energía renovable.	-100 MW de potencia comprometida a instalar y energía contratada de fuente renovable solar o eólica.
-Potencia mínima a ofertar de 5 MW	-Potencia mínima a ofertar de 5 MW
-Requiere Potencia Firme	-No requiere Potencia Firme
-Nueva generación a instalarse en El Salvador o proyectos ya existentes del MER.	-Nuevos proyectos divididos en dos bloques de 40 MW para eólica y 60 MW para solar FV.
-Contrato de 20 años en un bloque de 252.5 MW y de 19 años para otro bloque 102.5 MW	-Contratos de 20 años.
-El suministro de energía comienza cuatro años después de la firma del contrato.	-El suministro de energía comienza dos años después de la firma del contrato para los eólicos y 1 año después para solar FV.
-El Precio Techo será determinado considerando el costo de desarrollo de unidades generadoras eficientes	-Se establece un precio techo por tecnología.
-Compromiso de desarrollo social y económico en el sitio donde se instale la central, por un monto de US\$1,500.00 anuales por cada Megavatio contratado	-Compromiso de desarrollo social y económico en el sitio donde se instale la central, por 3% de los ingresos por concepto de la venta de la energía.

d) Acuerdo Bilateral en el Mercado de Contratos.

Las transacciones bilaterales constituyen un compromiso financiero entre un PM que inyecta y un PM que retira. Se informan con el objeto de determinar las transacciones económicas en el MRS, pero no tienen ningún efecto en la determinación del despacho del sistema.

En ambos casos (c y d) si el PM generador está conectado a la red de una empresa distribuidora, debe presentar una copia certificada por la SIGET del Contrato de Distribución¹⁴ para realizar transacciones en el Mercado Mayorista, el cual es un acuerdo descrito en el

¹⁴ ROBCP Capitulo 20, apartado 2.1

Reglamento aplicable a las actividades de comercialización [20], por medio del cual un distribuidor se obliga a permitir el uso de sus redes por parte de un generador conectado a la red de distribución para el transporte de la energía eléctrica a las redes de alto voltaje.

2.2.2 GENERADOR QUE NO PARTICIPA EN EL MERCADO MAYORISTA.

Dado que existen una amplia variedad de proyectos en diferentes esquemas con una capacidad instalada inferior a los 5 MW requeridos para realizar transacciones en el MRS o en el MC, están habilitados 3 mecanismos para la comercialización de la energía producida por proyectos pequeños renovables que no pueden participar del Mercado Mayorista:

a) Contrato (Bilateral) de Abastecimiento¹⁵.

Este es un mecanismo de contratación bilateral en el que se establece un precio de compra de la energía menos un factor de descuento acordado entre el generador y el distribuidor. Estos contratos tienen por objeto establecer las condiciones legales, técnicas y comerciales bajo las cuales el Generador se obliga a suministrar al Distribuidor la potencia pactada y entregar la energía eléctrica al comprador en el punto establecido y a un voltaje definido. Hay que hacer énfasis que tanto el Generador tiene la obligación de vender así como el Distribuidor tiene la obligación de comprar. El factor de descuento y la duración del contrato varían de un contrato a otro y es definido mediante la negociación entre las partes. Uno de los pilares fundamentales en la negociación de un contrato de compra venta de energía es que porcentaje, por debajo del precio del Mercado Mayorista ya sea del MRS o el Precio de la Energía (PEN) trasladable a tarifa, se pactara para la firma de un contrato.

Como ya vimos en la Figura 11 los precios históricos de la energía son variables incluso durante un mismo año, dejando lugar a la especulación de los ingresos en un proyecto por lo que generalmente se asumen escenarios base, pesimistas y optimistas en los que el precio de la energía varia en un porcentaje anual, pudiendo así definir cuál de las alternativas que muestra la Tabla 8 es la que presenta mayor rentabilidad para el proyecto.

¹⁵ Este tipo de contrato está normado en el Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización.

Tabla 8. Comparativa de contratos de compra de energía con una distribuidora.

	Potencia	Precio acordado	Vigencia
Generador 1	30 MW	MRS – 1.8%	4 años
Importación	100 MW	MRS – 2.2%	3 años
Ingenio 1	5 MW	MRS – 20%	4 años
Ingenio 2	11 MW	PEN – 17%	3 años
PCH 1	2 MW	PEN – 8%	2 años
PCH 3	0.5 MW	MRS – 9%	anual

Fuente: Elaboración propia en base a valores indicativos.

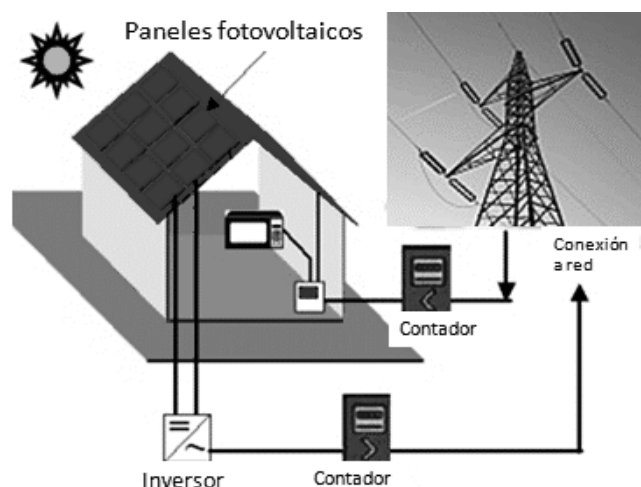
b) Contrato de Largo Plazo adjudicado en un proceso de libre concurrencia (Licitaciones).

A partir de las modificaciones al marco regulatorio realizadas en el 2012, surge un nuevo mecanismo en donde se permite la ejecución de licitaciones especiales donde proyectos de energía renovables pueden participar en contratos basados en energía ofertada. En estas reformas hechas al Reglamento de la LGE que se encuentran en el Decreto Ejecutivo No. 80 de fecha 17 de abril de 2012, publicado en el Diario Oficial No. 76, Tomo 395 de fecha 26 de abril de 2012, se menciona lo siguiente:

"...en el caso de licitaciones destinadas exclusivamente a fuentes renovables de energía eléctrica, los procedimientos de contratación deberán contemplar expresamente un mecanismo simplificado destinado a generación con base en energía renovable conectada en red del distribuidor, de hasta un máximo de 20 MW de capacidad instalada, y que no se encuentre en condiciones de aportar capacidad firme ni de participar directamente del Mercado Mayorista de Electricidad...".

Esos contratos serán administrados directamente por el distribuidor y el generador fuera del Mercado Mayorista, y despachados de acuerdo a un procedimiento especial de auto-despacho, para lo cual también se hace necesaria la instalación de un medidor comercial dedicado **(independiente)** a fin de contabilizar la producción y por tanto la remuneración de la energía.

Figura 12. Esquema simplificado de un generador distribuido renovable



Además, en las mismas modificaciones se menciona que se reservará un bloque de demanda de energía y potencia asociada, determinado para ser adjudicado luego de concluida la licitación del distribuidor, a usuarios auto-productores de fuente renovable en red de distribución que tengan excedentes de energía respecto a su propia demanda y podrán acceder a iguales condiciones de precios a las surgidas de dicha licitación, de acuerdo a la metodología que defina la SIGET. El precio de estos contratos será equivalente a la mayor oferta que resultare adjudicada del proceso de licitación correspondiente a la tecnología seleccionada.

c) Usuario Auto-productor

Derivado del mecanismo anterior y al haber firmado un contrato tipo que deberá inscribirse en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET, se debe tomar en cuenta que para fines de la facturación mensual, cuando la medición neta de un usuario auto-productor resulte en una inyección, el distribuidor deberá de retribuirle al usuario cierto porcentaje por definir de la producción máxima estimada para una determinada unidad.

Figura 13. Esquema simplificado de la conexión de un SFV como autoprodutor

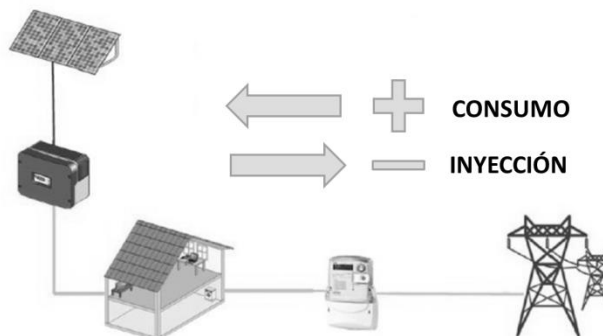


Tabla 9. Proceso de Libre competencia fuera del Mercado Mayorista, 2013.¹⁶

Licitación 15 MW Renovable

Generadores	Autoprodutores
14 MW de Potencia a instalar de Generación Distribuida Renovable y su Energía Asociada. No requiere potencia firme. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: 4.0 MW; para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 500 kW. Fecha de inicio de suministro Julio de 2016. Solar Fotovoltaica: 6.0 MW; para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 400 kW. Fecha de inicio de suministro Enero de 2015. Biogás: 4.0 MW; para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 1.0 MW. Fecha de inicio de suministro Julio de 2015. Contrato de 15 de años de duración. Se establece un precio techo por tecnología.	Adicionalmente, se reserva un Bloque de 1.0 MW para ser adjudicado a Usuarios Auto-Productores Renovables residenciales con tecnología fotovoltaica, para quienes la capacidad máxima instalada por proyecto a contratar será menor o igual a 5 kW.

Fuente: Bases de Licitación No. CAESS-CLP-RNV-001-2013 [21]

Al ser un usuario final, tradicionalmente consumidor de energía eléctrica, se hace necesario aclarar que al agregar a una curva de producción de electricidad un caso hipotético de consumo de electricidad, los aparatos de uso final (refrigeradora, televisores, iluminación, etc.) dan lugar a un gran número de posibles combinaciones que deben calcularse, contabilizando los porcentajes de excedentes remunerados y el consumo propio ya sea mensual o anual.

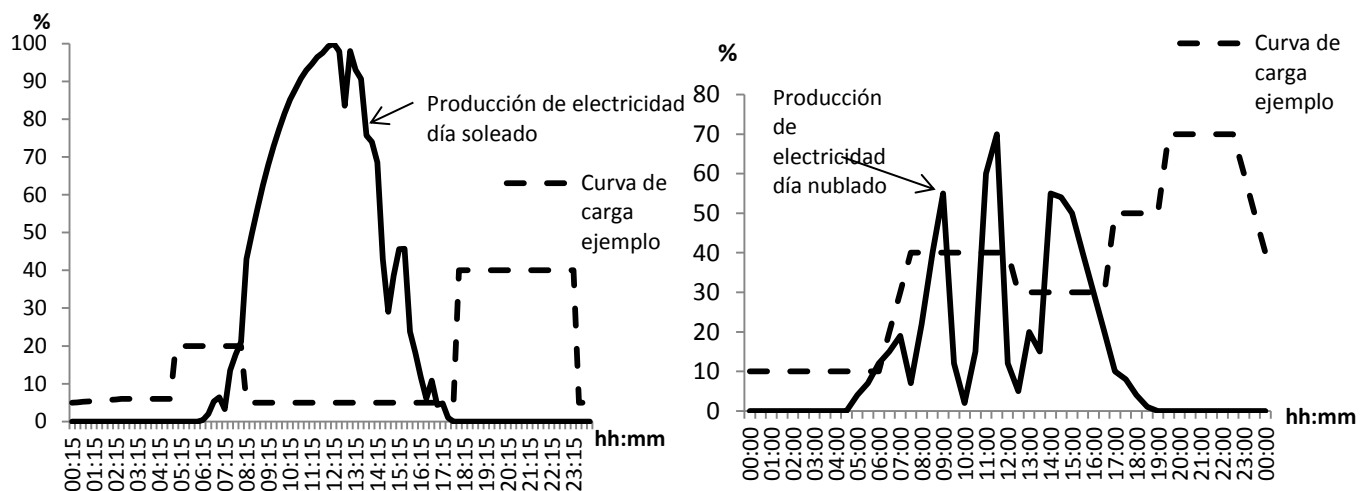
¹⁶ Los Procesos de Libre Competencia que no participan del Mercado Mayorista están normados en el acuerdo 120-E-2013, Normas sobre procesos de libre competencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable [29]

Es así como al momento de diseñar un generador que aproveche este mecanismo, se debe tener cuidado de no sobredimensionar o subdimensionar el sistema.

A manera de ejemplo se muestra a continuación el caso en el que un auto-productor genera 100 kWh al mes con un sistema solar fotovoltaico de aproximadamente 0.7 kW instalados, con un consumo mensual de 200 kWh.

Dependiendo de la curva de producción del SFV y del patrón de consumo de cada caso así tendremos diferentes proporciones de consumo al mes pues para un mismo SFV la proporción de consumo directo del 100 % de su energía producida puede ser diferente.

Figura 14. Cobertura de una carga residencial ejemplo utilizando un Sistema Fotovoltaico para dos días diferentes.



Fuente: Elaboración propia en base a datos reales en su equivalente porcentual del pico de potencia producida o consumida en un mes.

En este caso se ha tomado como 75 % como consumo directo del 100% FV y 25 % de excedentes que se inyectan a la red en momentos que la producción supera al consumo como se muestra en la Figura 14, en la Tabla 10 y la Figura 15 con más detalle. En este ejercicio, el 75% de la energía FV representa el 37.5 % del requerimiento total de energía consumida por el usuario.

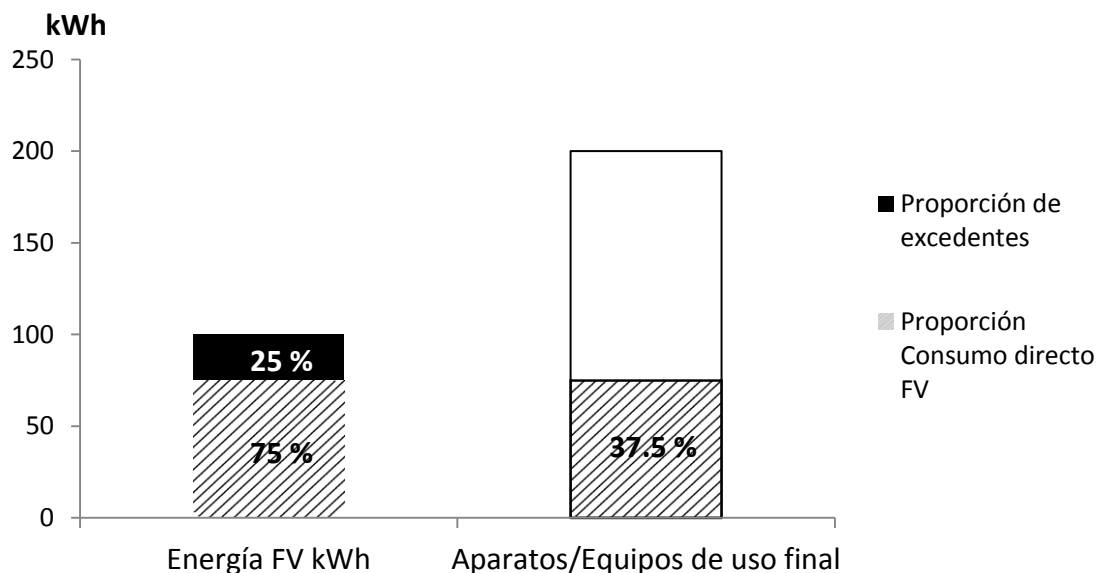
En este caso se pueden dar dos escenarios en los que dependiendo del precio que esté pagando el usuario así podría ser más conveniente tener mayor o menor cantidad de excedentes pues un

caso puede ser que la tarifa sea menor que el precio otorgado por el mecanismo de comercialización siendo así más conveniente maximizar los excedentes, pero si la tarifa es mayor que el precio otorgado por el mecanismo de comercialización resulta mejor maximizar el consumo propio.

Tabla 10. Ejemplo de un SFV con excedentes de energía mensual no utilizados por un usuario residencial.

Energía FV	Consumo (Demanda eléctrica)	Proporción Consumo directo del 100 % FV	Proporción de excedentes	Fracción de Cobertura Solar directa del 100 % de la demanda
100 kWh	200 kWh	75 % (75 kWh)	25 % (25 kWh)	37.5 % (75 kWh)

Figura 15. Representación de los excedentes y consumo propio mensual de un usuario auto-productor ejemplo.



A continuación y a manera de resumen se agrupan los diferentes mecanismos de comercialización de energía habilitados en el mercado eléctrico salvadoreño.

Tabla 11. Descripción de las distintas formas de comercializar energía eléctrica y sus restricciones de capacidad instalada.

Dentro del Mercado Mayorista			Fuera del Mercado Mayorista	
Mercado Regulador del Sistema	Mercado de Contratos			
Participante de Mercado	Procesos de Libre Concurrencia (Licitaciones)	Contrato de abastecimiento	Procesos de Libre Concurrencia (Licitaciones)	Usuario autoprodutor
El Despacho Económico está basado en Costos Variables de Producción.	Las distribuidoras realizan licitaciones, supervisadas por SIGET, para suscribir contratos de suministro no estandarizados, sin compromiso de potencia firme con futuros Participantes de Mercado.	Acuerdo en donde un generador o comercializador, nacional o extranjero, se obliga a entregar a un comercializador en un punto determinado, energía eléctrica en forma continua o periódica durante un plazo determinado o indeterminado, por un precio y en las condiciones fijadas o a fijarse.	El suministro a contratar por el distribuidor se basa en una potencia comprometida a instalar o instalada y una energía ofertada anual, incluyendo procedimiento de autodespacho administrados por el distribuidor y el generador.	Podrán acceder a iguales condiciones de precios a las surgidas de las licitaciones fuera del Mercado Mayorista.
Para ser Participante de Mercado se debe tener como mínimo una capacidad instalada de 5 MW.	Para ser Participante de Mercado se debe tener como mínimo una capacidad instalada de 5 MW.	Se puede participar en el Mercado Mayorista teniendo como mínimo una capacidad instalada de 5MW. Para contratos fuera del Mercado o transacciones en el MER no hay restricción mínima.	Menor a 20 MW. Hay lineamientos relativos a la capacidad máxima a instalar por proyecto y que tecnología se requiere.	La capacidad instalada se establece dentro de cada licitación.

2.3 NORMATIVA REFERENTE A LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA.

La interconexión física puede ser realizada en alto voltaje a la red existente de la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) o en bajo voltaje a la red de una empresa distribuidora. La diferencia se establece en el nivel de tensión, el cual debe de ser superior (alto voltaje) o inferior (bajo voltaje) a 115 kilovoltios (kV). Esta elección dependerá de la escala y de la ubicación del proyecto pues al realizar un esquema preliminar se debe advertir un punto de entrega de la energía. En términos generales un proyecto se puede interconectar en los casos que a continuación se presentan como subdivisiones de los dos grandes grupos mencionados en la Tabla 11 (dentro o fuera del Mercado Mayorista).

2.3.1 GENERADOR PARTICIPANTE DEL MERCADO MAYORISTA CONECTADO A UNA SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN.

En el ROBCP se menciona que los PM generadores deben proporcionar la información técnica y económica requerida por la UT, en particular la referida a los costos variables de producción y los nodos en que retira y/o inyecta energía a la red, debiendo adicionalmente acatar las instrucciones que se le indiquen¹⁷. A fin de cumplir esta regulación operativa se habilitan dos sistemas:

- a) Sistema de Administración de Energía (SAE)¹⁸.** Para el caso de un PM generador, debe disponer como mínimo en cada punto de interconexión un canal dedicado para comunicación de datos en tiempo real para monitoreo, supervisión, control y secuencia de eventos y, un canal para comunicación de voz con el despacho. Esto realizado con una Unidad Terminal Remota (UTR) Estándar o un Sistema de Control Distribuido, capaz de comunicarse con la Estación Maestra de la UT.
- b) Sistema de Medición Comercial (SIMEC)¹⁹.** Cada PM suministra la información necesaria para la administración de las transacciones comerciales en el Mercado en cada nodo en que se conecta a la red, mediante la instalación, operación y mantenimiento del SIMEC siendo este costo responsabilidad del PM.

¹⁷ ROBCP, numeral 3.2. Información de Demanda y Disponibilidad y numeral 13.2. Facultad de Control de la UT.

¹⁸ ROBCP, Anexo 05 - Sistema de administración de energía y 10 - Operación en tiempo real.

¹⁹ ROBCP, numeral 18.2. Sistema de Medición Comercial y Anexo 13 – Medición comercial.

También existen otros requerimientos, como en los Servicios Auxiliares y en las Normas de calidad y seguridad operativas en donde por ejemplo se mencionan los tiempos máximos de liberación de fallas y **equipos de protección**, los cuales cada PM generador debe instalar de acuerdo a los requerimientos y a las necesidades que indiquen los estudios que al respecto se realicen a fin de firmar un Contrato de Interconexión a la red de Transmisión.

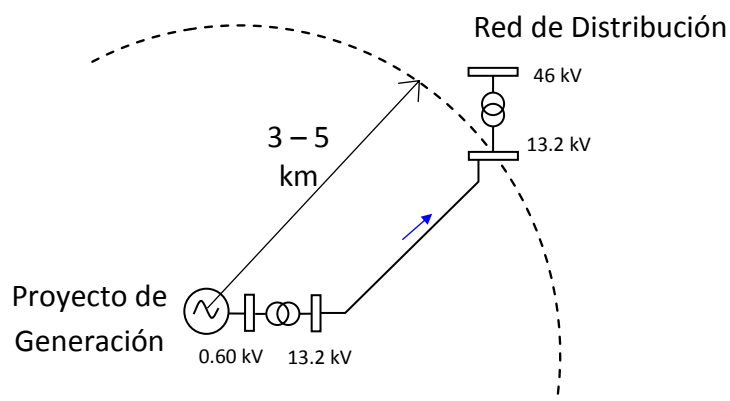
Al participar como PM Generador, se debe certificar del PM Transmisor o del PM distribuidor, dependiendo en donde se conecte, la existencia de los Contratos de Transmisión o de Distribución según sea el caso²⁰.

Las inyecciones de los PMs generadores conectados a redes de distribución tendrán el mismo tratamiento que las inyecciones de todos los PM generadores, siguiendo las normas del ROBCP y cuando el PM generador inyecte, se considerarán sus inyecciones en el punto de conexión a la red de distribución²¹.

2.3.2 GENERADOR QUE NO PARTICIPA EN EL MERCADO MAYORISTA CONECTADO A UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.

Este caso corresponde a proyectos de generación aproximadamente de hasta 20 MW. Los proyectos se conectan a la subestación de distribución más cercana en niveles de tensión de 23 kV ó 13.2 kV, esto debido a que por razones de cercanía a la red, el generador puede optar por conectarse a distribución en lugar de conectarse a la transmisión.

Figura 16. Generador conectado a una subestación ejemplo de 13.2 kV

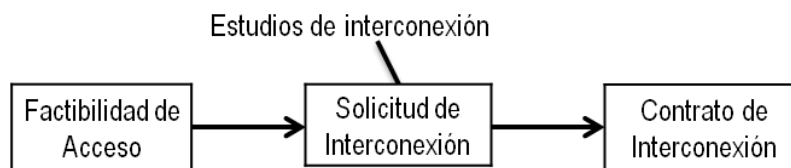


²⁰ ROBCP, numeral 20.4. Transacciones Económicas, Anexo 01-inscripción, Numeral 2.3.d) y Reglamento aplicable a las actividades de comercialización.

²¹ ROBCP, numerales 20.4.1. y 20.4.2.

Aunque el procedimiento según la Normativa Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (NTIE a la red) [22] es el mismo independientemente si se tiene o no transacciones en el Mercado Mayorista, los estudios mencionados en la solicitud de interconexión y la profundidad de análisis en la solicitud de factibilidad de interconexión son menos rigurosos si el proyecto tiene una capacidad instalada de hasta unos cientos de kilowatts, pudiendo aun así presentar perturbación al sistema por lo que el distribuidor y el solicitante, analizarán y acordarán los estudios a efectuar a fin de evaluar el impacto de la interconexión del generador en la red de distribución, identificando los equipos que deberán ser sustituidos o instalados, manteniendo la estabilidad y seguridad del sistema en función del impacto que podría generar la nueva instalación.²²

Figura 17. Etapas para la obtención del Contrato de interconexión en la red de Distribución.



Según lo mencionado en el art. 63 de la NTIE a la red los posibles estudios a realizar para interconectarse a las instalaciones del distribuidor, como parte de la solicitud de interconexión son:

- a) Estudio de Flujo de Carga.
- b) Estudio de Cortocircuito.
- c) Estudio de Coordinación de Protecciones.
- d) Estudio de Transitorio Electromagnético.
- e) Estudio de Estabilidad Transitoria.

Aunque estos estudios pueden ser realizados por un tercero²³, en la licitación No. CAESS-CLP-RNV-001-2013 de 15 MW renovables, se publicaron una lista de los estudios que el Distribuidor propuso desarrollar, para lo cual el solicitante debería pagar los siguientes costos:

²² NTIE a la red, Capítulo IV, Estudios para la interconexión de generadores en las instalaciones de distribución.

²³ NTIE a la red, art. 61

Tabla 12. Costos de estudios para tramitar la solicitud de interconexión según lo publicado en las bases de licitación de 15 MW.

Tecnología	Capacidad a Instalar del Proyecto	Flujo de Carga	Análisis de Cortocircuito	Estabilidad del Sistema	Distorsión Armónica	Coordinación de Protecciones	Estudio de Costos de Adecuación de la Red de Distribución	Total
Solar Fotovoltaica	Menor de 50 KW	\$ 264.00				\$ 176.00	\$ 131.19	\$ 571.19
	Entre 50 y 100 KW	\$ 264.00				\$ 176.00	\$ 131.19	\$ 571.19
	Entre 100 y 150 KW	\$ 616.00			\$1,056.00	\$ 616.00	\$ 131.19	\$ 2,419.19
	Entre 150 y 400 KW	\$ 616.00			\$1,056.00	\$ 616.00	\$ 131.19	\$ 2,419.19
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	Menor de 50 KW	\$ 264.00				\$176.00	\$ 131.19	\$ 571.19
	Entre 50 y 100 KW	\$ 264.00				\$ 176.00	\$ 131.19	\$ 571.19
	Entre 100 y 400 KW	\$ 616.00	\$ 704.00	\$ 1,056.00		\$616.00	\$ 131.19	\$ 3,123.19
Biogás	Menor de 100 KW	\$ 264.00				\$ 616.00	\$ 131.19	\$ 1,011.19
	Entre 100 y 500 KW	\$ 616.00	\$ 704.00	\$ 1,056.00		\$ 616.00	\$ 131.19	\$ 3,123.19
	Entre 500 y 1,000 KW	\$ 968.00	\$ 1,056.00	\$ 1,584.00		\$ 968.00	\$ 131.19	\$ 4,707.19

Precios sin IVA

Con la salvedad de que para los proyectos con capacidad de hasta 100 kW que sean interconectados a la red de Distribución, les será reintegrado el costo de los estudios efectuados, mediante un descuento del monto correspondiente al momento de pagar los costos de interconexión, según lo dispuesto en el Acuerdo No. 796-E-2013 emitido por la SIGET.

Adicionalmente se puede agregar en la misma solicitud de interconexión que cualquier construcción, sea hecha por el distribuidor²⁴. En el caso de los pequeños generadores, el distribuidor al que se le solicita la interconexión podrá construir, modificar o adecuar toda la infraestructura eléctrica necesaria tal como líneas eléctricas, equipos de seccionamiento y protección, sistema de medición, entre otros, para garantizar el acceso al sistema de distribución. Los costos en los que se incurra por dicha actividad, serán considerados en la determinación del cargo de distribución quinquenal de la próxima revisión tarifaria, de conformidad con las “Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y del cargo de comercialización”, [23].

Adicionalmente se deben evaluar los requerimientos en materia de filtros de armónicas, con el fin de reducir o controlar el flujo de las corrientes armónicas hacia la red de distribución, en caso se superen los niveles máximos admisibles en el Anexo 1 de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución [24].

2.3.3 USUARIO AUTO-PRODUCTOR RENOVABLE CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.

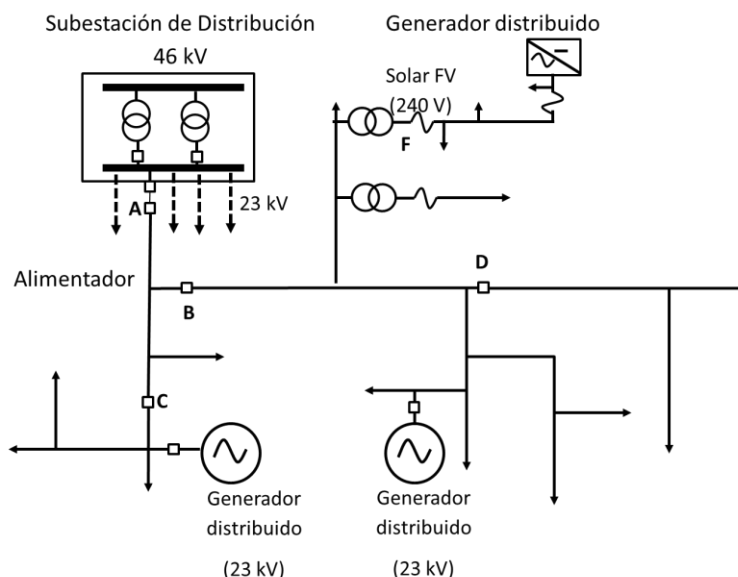
Este caso corresponde usuarios finales que instalen generadores conectados a las redes de distribución en los alimentadores de las redes secundarias a nivel de tensión de 240 V, como ya se mencionó en el apartado 2.2.2 c) Usuario Auto-productor.

Para acceder al mecanismo de comercialización, dichos usuarios auto-productores deberán instalar un sistema de medición neta de inyecciones y retiros de la red del distribuidor, basado en la medición, registro y lectura bidireccional de energía²⁵.

²⁴ NTIE a la red, art.43.k) y art. 46.

²⁵ Acuerdo 120-E-2013 Normas sobre procesos de libre concurrencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable, Anexo A, II – Sistema de Medición.

Figura 18. Usuario auto-productor renovable conectado en la red secundaria de distribución a 240 V.



2.4 NORMATIVA REFERENTE AL MEDIO AMBIENTE.

La relación existente entre la legislación respecto al Medio Ambiente y el marco regulatorio referente a la energía eléctrica proveniente de los recursos renovables, únicamente se restringe por criterios ambientales relacionados con el tamaño del proyecto pues debido a que el recurso utilizado proviene de una fuente considerada como renovable y que no generan desechos nocivos para el ambiente se consideran únicamente aquellos criterios relacionados con el impacto durante la etapa de construcción, como veremos a continuación.

La Ley de Medio Ambiente, su Reglamento y la normativa que el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales [25] elabora, son los instrumentos legales que se deben de tomar en cuenta a fin de cumplir las exigencias de la legislación respecto al Medio Ambiente.

El documento de "Categorización de actividades, obras o proyectos conforme a la Ley del Medio Ambiente", [26] se complementó a mediados del 2012 a fin de incluir la energía solar, recurso hídrico y el recurso geotérmico, vigente según el Acuerdo No. 33 de fecha 8 de mayo de 2012, publicado en el Diario Oficial No. 105, Tomo 395 de fecha 8 de junio de 2012.

La reglamentación es clara al mencionar que los proyectos se han dividido en dos grupos²⁶ de acuerdo a su envergadura y a la naturaleza del impacto potencial; con ello, técnica y jurídicamente podrá determinarse la clase de documentación ambiental que el titular debe presentar, facilitando así la evaluación de impacto ambiental, entendida como el proceso o conjunto de procedimientos, que permite al Estado, en base a un Estudio de Impacto Ambiental, evaluar los impactos ambientales que la ejecución de una determinada obra, actividad o proyecto puedan causar sobre el ambiente.

2.4.1 GRUPO A: BAJO POTENCIAL DE IMPACTO AMBIENTAL.

Este grupo incluye actividades, obras o proyectos con bajo potencial de impacto ambiental, los cuales no requieren presentar documentación ambiental.

Tabla 13. Capacidad máxima admisible para ser considerado dentro del grupo A.

<u>Energía Solar</u>	<u>Energía Hidroeléctrica</u>	<u>Energía Geotérmica</u>
Hasta 100 kW montaje en techo en edificaciones existentes.	Hasta 100 kW a filo de agua ²⁷ .	Estudios, limpieza y reparación de pozos, sustitución de maquinaria, mejoras, uso de pozos para reinyección, pruebas de operación cuando ya se cuenta con permiso ambiental, estabilización de taludes no mayores a 50 m.

2.4.2 GRUPO B: LEVE, MODERADO O ALTO POTENCIAL DE IMPACTO AMBIENTAL.

Este grupo incluye actividades, obras o proyectos con leve, moderado o alto potencial de impacto ambiental, las cuales requieren presentar documentación ambiental ya sea Formulario Ambiental o Estudio de Impacto Ambiental según corresponda.

- a) Grupo B, Categoría 1.** Incluye todas las actividades, obras o proyectos que generen impactos ambientales leves y, como resultado de la evaluación de la documentación

²⁶ Reglamento General de la Ley del Medio Ambiente, art. 22

²⁷ Adicionalmente el art. 17 de la Ley reguladora para el otorgamiento de concesiones de proyectos de generación eléctrica en pequeña escala, exige de presentación de la documentación ambiental.

ambiental, el MARN emitirá resolución expresando que no se requiere elaborar estudio de impacto ambiental.

- b) Grupo B, Categoría 2.** Incluye todas las actividades, obras o proyectos que generen impactos ambientales moderados o altos y por lo tanto, como resultado de la evaluación de la documentación ambiental, el MARN emite términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EslA). Este estudio podrá ser aprobado o no por el Ministerio²⁸.

Tabla 14 Capacidad instalada dentro del grupo B.

	Solar	Hidroeléctrica	Geotérmica
CATEGORÍA 1	Mayores a 100 kW hasta 5 MW.	Mayor de 100 kW y hasta 1MW.	Unidades generadoras a boca de pozo hasta un total máximo de 5MW.
CATEGORÍA 2	Mayor de 5 MW.	Más de 1 MW.	Unidades generadoras mayores a 5 MW.

De ser aprobado el EslA el cual incluye el Programa de Manejo Ambiental, se requiere una Fianza de Cumplimiento Ambiental al Titular del proyecto, a fin de que el MARN emita el Permiso Ambiental²⁹.

La fianza será liberada siempre y cuando **las obras o inversiones** se hayan realizado en la forma establecida. Para lo anterior será necesario que el Ministerio, a solicitud del titular y previa Auditoria de Evaluación Ambiental satisfactoria, emita resolución favorable. En caso contrario, el Ministerio hará efectiva la Fianza de Cumplimiento³⁰.

Cabe mencionar que para el caso de las centrales hidroeléctricas y para las centrales geotérmicas, posteriormente los titulares de las actividades, obras o proyectos contemplados en cualquier caso, deberán obtener ante la SIGET la concesión del recurso hidráulico correspondiente, según lo dispuesto en la “Ley reguladora para el otorgamiento de concesiones

²⁸ Reglamento General de la Ley del Medio Ambiente, art.22

²⁹ Ley del Medio ambiente, Arts. 19 y 20.

³⁰ Reglamento General de la Ley del Medio Ambiente, art.35.

de proyectos de generación eléctrica en pequeña escala”, decreto No. 460 de fecha 22 de agosto de 2013, en la cual se regula únicamente proyectos con una capacidad igual o menor a 5MW, en donde la Asamblea Legislativa emitirá el decreto legislativo de aprobación de la concesión, comunicando al fiscal general de la República para que suscriba la contrata correspondiente y los efectos establecidos en el artículo 193 de la Constitución.

2.5 NORMATIVA REFERENTE A LA CONSTRUCCIÓN.

Cuando los Municipios no cuentan con sus propios planes de Desarrollo Local y Ordenanzas Municipales respectivas, todo particular entidad oficial o autónoma, debe solicitar la aprobación correspondiente al Viceministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano (VMVDU), antes que a cualquier otra oficina, debido a que esta dependencia es quien elabora los Planes Nacionales y Regionales y las disposiciones de carácter general a que deben sujetarse las urbanizaciones, parcelaciones y construcciones en todo el territorio de la República³¹.

Esto se debe tomar en cuenta en el caso de construcción de por ejemplo una casa de máquinas para una central hidroeléctrica y otra infraestructura nueva por ejemplo parqueos con techo especial para ubicar paneles fotovoltaicos o montajes en suelo con varias hectáreas.

Dependerá de las características del proyecto (ubicación, escala y recurso a utilizar) el iniciar o no alguna gestión con determinada institución, debiendo tener el detalle de la naturaleza del proyecto, colindantes, áreas del terreno, relieve, cobertura vegetal, etc.

En este caso no se tiene ningún criterio referente a la capacidad instalada de un proyecto que discrimine o defina algún mecanismo especial, por lo que únicamente se detalla una lista de la documentación solicitada por el VMVDU:

³¹ Ley de Urbanismo y Construcción, Art. 1.

Tabla 15. Documentación mencionada en el Formulario B-1 respecto a la solicitud de permiso de construcción.

- Constancia de Factibilidad de Servicios de Aguas Negras, ó Constancia del Ministerio de Salud Pública para la construcción de Fosa Séptica y Pozo de Absorción.
- Constancia de Factibilidad de Servicios de Agua Potable, ó Constancia de no afectación de los mantos acuíferos extendida por ANDA, cuando se trate de Parcelaciones y/o Urbanizaciones y no exista Factibilidad de dicha institución.
- Constancia de Factibilidad de Servicios de Energía Eléctrica, Dictamen técnico ó resolución otorgado por el Ministerio de Trabajo y Previsión Social cuando se trate Comercio ó Industria.
- Dictamen ó Resolución Ambiental otorgado por el Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales (Si la categorización ambiental lo requiere).
- Dictamen ó Resolución de Valorización Cultural otorgado por la Secretaria de Cultura (Si el inmueble se encuentra ubicado en el casco histórico ó área de amortiguación).

2.6 NORMATIVA REFERENTE A LOS INCENTIVOS FISCALES.

La “Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad” según el Decreto Legislativo No. 462 del 8 de noviembre de 2007, publicada en el Diario Oficial No. 238, tomo No. 377, del 20 de diciembre de 2007, su Reglamento y el Acuerdo N°. 162-E-2012 referente a la “Normativa técnica para caracterizar los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica” que SIGET ha elaborado, regulan todos los beneficios fiscales que se otorgan a las actividades correspondientes a los proyectos de instalación de centrales para la generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos, geotérmicos, eólicos, solares y de biomasa.

Figura 19. Secuencia de las etapas para gozar de los Incentivos Fiscales.

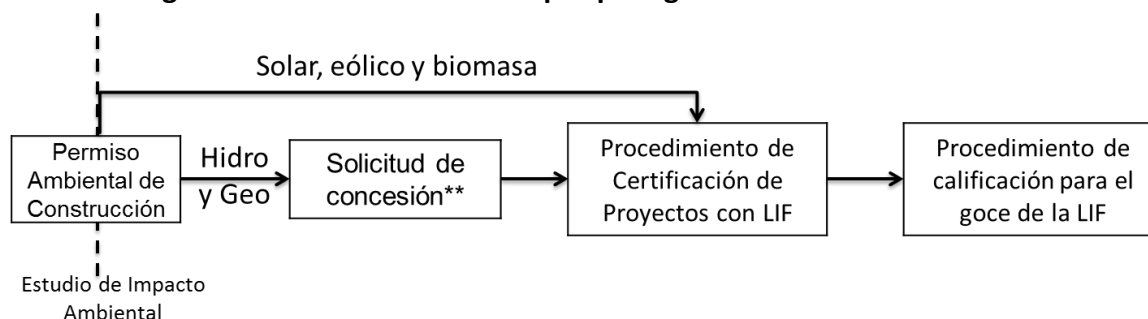


Tabla 16. Incentivos fiscales para diferentes rangos de capacidad instalada³²

	Incentivo Fiscal	Periodo de tiempo	Detalles
Menores a 10 MW	- Exención del pago de los Derechos Arancelarios	10 primeros años	Maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión en la construcción de las obras de las centrales y de la línea de transmisión.
	- Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta	10 años a partir de la entrada en operación comercial	En los ingresos anuales por ventas de energía.
Entre 10 MW y 20 MW	- Exención del pago de los Derechos Arancelarios	10 primeros años	Maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión en la construcción de las obras de las centrales y de la línea de transmisión.
	- Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta	5 años a partir de la entrada en operación comercial	En los ingresos anuales por ventas de energía.
Mayor a 20 MW	- Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta	Período máximo de 10 años	En lo referente a costos de investigación, exploración y preparación de proyectos así como reinyección geotérmica.

Adicionalmente se puede optar a la exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las "Reducciones Certificadas de Emisiones" en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercados de carbono similares.

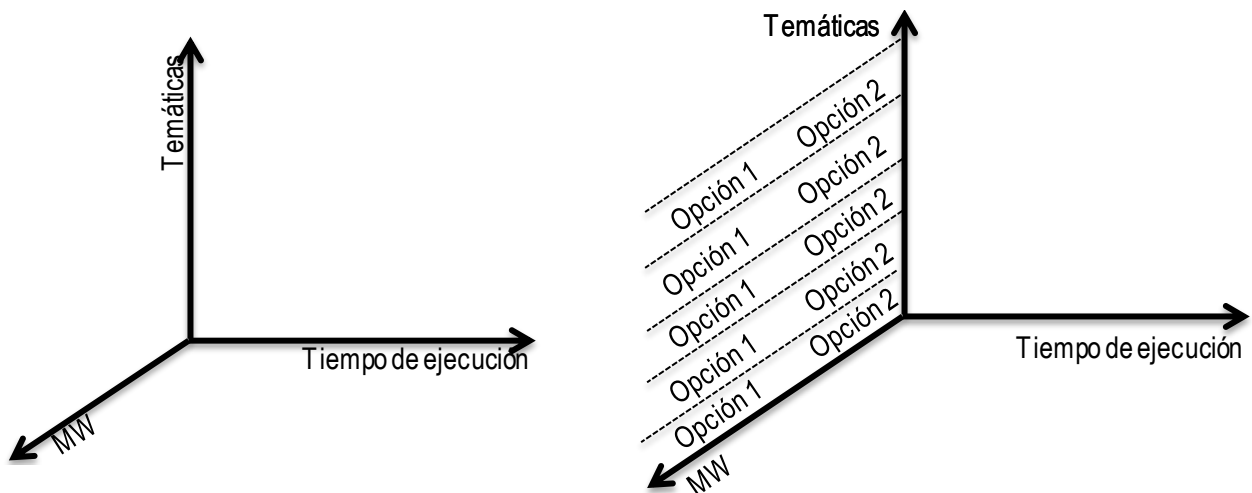
³² Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad, Art. 3.

CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE ALTERNATIVAS.

3.1 TEMÁTICAS, CAPACIDAD A INSTALAR Y TIEMPO DE EJECUCIÓN.

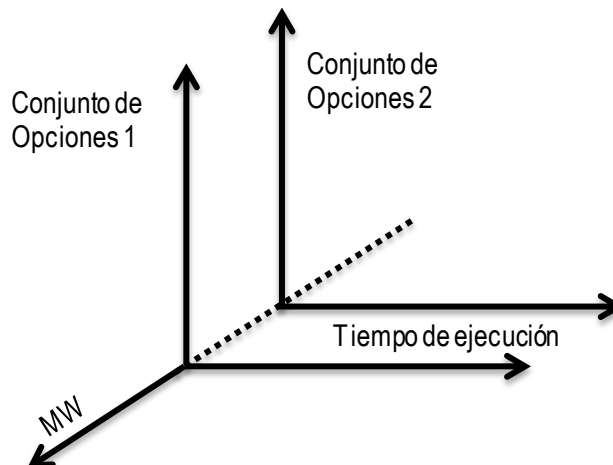
Planteado el panorama de los capítulos anteriores y tomando como base los aspectos a considerar en el ciclo de ejecución de un proyecto mencionado en la Tabla 5 del Capítulo 1, en donde ya se tienen enumeradas las temáticas, se agrega ahora la potencia a instalar como eje adicional, lo cual resulta útil en la definición de alternativas y escenarios, pudiendo elaborar un árbol de opciones por temática, en donde la variable a modificar será la escala o capacidad a instalar del proyecto.

Figura 20. Ejes para definición de alternativas



Entendiéndose que para diferentes capacidades a instalar se tienen opciones o alternativas excluyentes entre sí dentro de cada temática.

Figura 21. Conjuntos de opciones por temáticas para diferentes capacidades a instalar.



Siendo el tratamiento diferente en el caso de una pequeña central de 100 kW a una central de 300 MW, aun pudiendo estar ubicadas físicamente en el mismo sitio se deberán tratar como proyectos independientes entre sí que forman conjuntos de temáticas separados. Estos conjuntos representan el punto de partida para elaborar el perfil del proyecto y posteriormente agregar el eje del tiempo de ejecución siguiendo así una ruta bien definida para cada temática, sabiendo que para capacidades a instalar distintas o incluso iguales pueden haber resultados variados, para lo cual se vincularán e interrelacionarán las temáticas de la siguiente manera:

- a) **Temática 1. Potencial del recurso a utilizar:** El punto de partida es la elección del recurso a utilizar y el espacio físico que será destinado para su aprovechamiento energético, tomando en cuenta que los colindantes y el entorno delimitan dicho espacio. Este valor potencial inicial se deberá calcular en unidades de potencia y su energía asociada.
- b) **Temática 2. Mercado eléctrico:** Una vez definido el recurso se debe establecer una capacidad a instalar a fin de poder aprovechar alguno de los mecanismos de comercialización vigente ya sea dentro del Mercado Mayorista o fuera de este.
- c) **Temática 3. Interconexión:** Se debe decidir ahora cual será el punto de interconexión tomando en cuenta las características del recurso a utilizar y el mecanismo de comercialización pues ambas temáticas son vinculantes con esta tercera, la cual podría también implicar la elaboración de un estudio especializado sobre la interconexión.
- d) **Temática 4. Impacto Ambiental:** Paralelamente y a fin de agilizar gestiones se deberá considerar la respectiva categorización ambientales y el Grupo al cual será incluido el proyecto al haber definido una capacidad a instalar, pues esto podría implicar la elaboración de un estudio de impacto ambiental.
- e) **Temática 5. Construcción:** Una vez definido el panorama de los 4 literales anteriores se puede delimitar las instituciones involucradas en este punto pues no en todos los casos será necesario por ejemplo una carta de no afectación por parte de ANDA.
- f) **Temática 6. Incentivos Fiscales:** Dado que los incentivos son diferentes entre conjuntos, es también recomendable iniciar su análisis desde un principio pues al modificar la escala del proyecto se puede recibir o no determinado incentivo.

Para poder interrelacionar las temáticas y formar los conjuntos, se definen rangos de capacidad a instalar generales en términos de la potencia eléctrica [kW o MW], así:

Menor que 100 kW

Mayor que 100 kW y menor que 5 MW

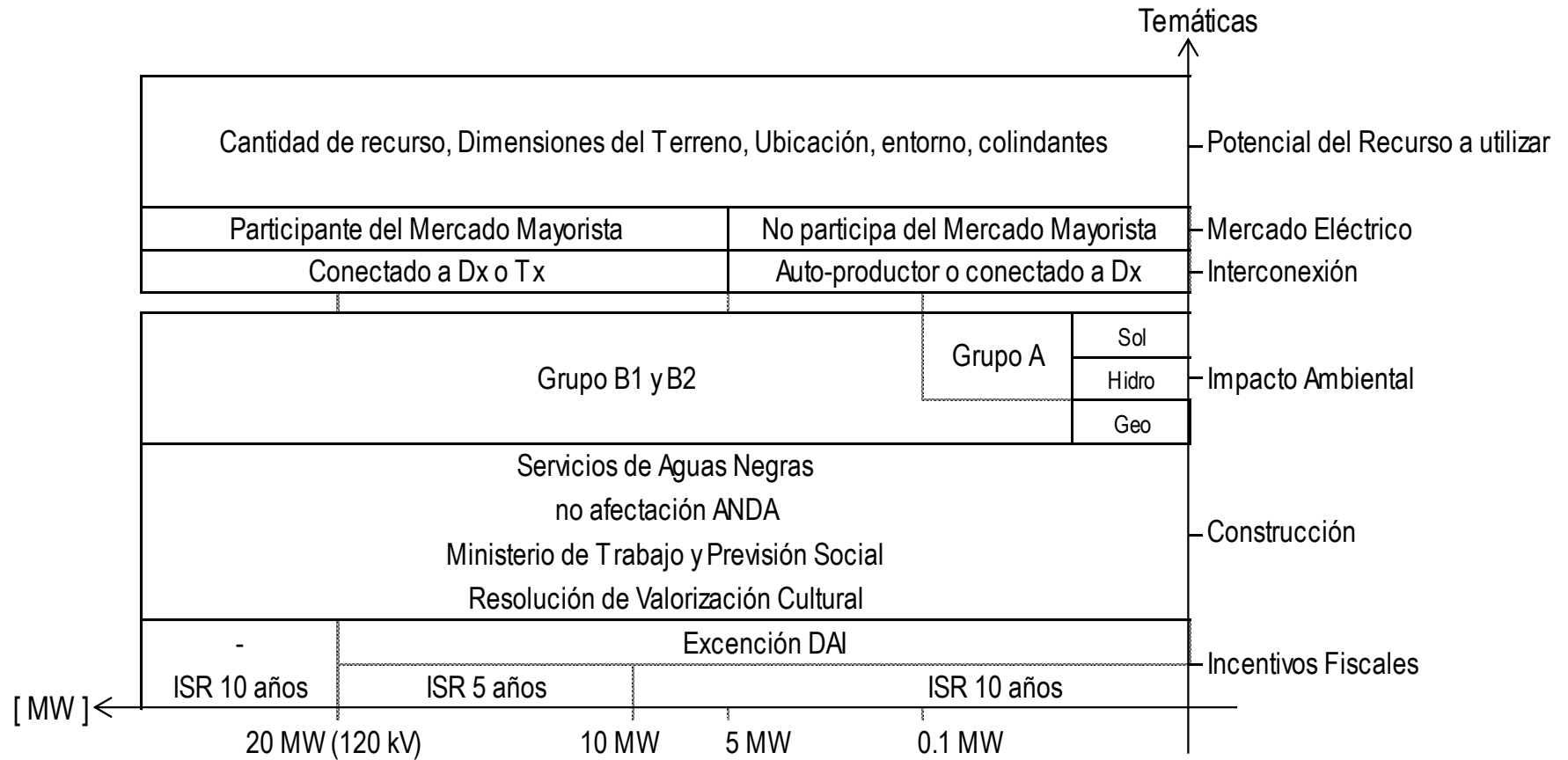
Mayor que 5 MW y menor que 10 MW

Mayor que 10 MW y menor que 20 MW

Mayor que 20 MW

Dejando implícito el hecho de que como primer paso se debe tener un recurso energético y graficando únicamente los rangos de capacidad a instalar versus las temáticas tenemos el siguiente esquema:

Figura 22. Opciones en las temáticas a considerar según la capacidad a instalar.



Fuente: Elaboración propia

3.2 DEFINICIÓN DEL CONJUNTO DE OPCIONES POR TEMÁTICA (PERFIL DEL PROYECTO).

Partiendo de las temáticas graficadas en la Figura 22 es posible elaborar el perfil del proyecto el cual será el punto de partida para la ejecución del proyecto y por consiguiente se tendrá una ruta de decisión o línea base, que debe responder a las siguientes preguntas básicas:

¿Cuál es el tamaño del terreno disponible para el proyecto y donde está ubicado?

¿Con que cantidad de recurso natural se cuenta diariamente, mensualmente, anualmente?

¿Cuál es la potencia y la producción de electricidad del equipo que se instalará para aprovechar ese recurso?

¿Qué mecanismo de comercialización de la producción de electricidad se utilizará?

¿Cuál es el punto de interconexión con la red eléctrica?

¿Qué nivel de impacto ambiental tiene este proyecto?

¿Es necesario contar con algún tipo de concesión para utilizar el recurso?

¿Requiere construcción de nueva infraestructura?

¿Cuáles incentivos fiscales puede recibir el proyecto?

Sabiendo que haber tomado la decisión de aumentar o disminuir la capacidad de una central tiene ciertas implicaciones, se utilizará la secuencia de preguntas a fin de elaborar diferentes casos (conjuntos) de estudio hipotéticos y sus variantes, definiendo así el perfil de un proyecto que utilice recursos renovables para producción de electricidad en El Salvador.

3.2.1 CASO DE ESTUDIO: CAPACIDAD INSTALADA DE 100 KW

Este caso de estudio toma como base un estacionamiento existente (50 metros x 20 metros) ubicado en San Salvador el cual se estima puede ser aprovechado para techarse completamente utilizando paneles fotovoltaicos, los cuales estarán interconectándose directamente con la red de la empresa distribuidora y comercializando completamente la producción de electricidad ya que se ha optado por participar en un proceso de libre competencia y que de resultar ganador, se firmaría un contrato de largo plazo.

Inicialmente para darle solución a este caso de estudio se debe responder una a una las preguntas planteadas en el apartado anterior.

¿Cuál es el tamaño del terreno disponible para el proyecto y donde está ubicado?

El área del terreno disponible para el proyecto es de hasta 1000 m² de los cuales no se considera la reducción por sombras de otros edificios ni tampoco por otros usos pues se plantea que será un único techo que cubra todo el parqueo.

¿Con que cantidad de recurso natural se cuenta diariamente, mensualmente, anualmente?

Para este caso se han tomado las mediciones disponibles de 3 fuentes públicas disponibles:

SWERA: Se han extraído los datos del punto S-5 con las siguientes coordenadas: 13.7 N, -89.2 O.

CEL: El Promedio mensual se ha descargado del siguiente sitio web:

<http://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=237abd6b-e637-42fd-9995-6dca6f03bd22&splang=es-ES>

NASA: Se descargaron del sitio web: <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?> , escogiendo Latitude 13.708 y Longitude -89.239.

Tabla 17. Irradiancia Solar diaria promedio para todos los meses del año.

Meses	SWERA	CEL	NASA
	kWh/m ² /día	kWh/m ² /día	kWh/m ² /día
enero	4.9	4.6	5.8
febrero	5.4	4.7	6.4
marzo	5.7	5.1	6.7
abril	5.4	4.3	6.6
mayo	4.9	3.5	5.9
junio	5.1	3.4	5.7
julio	5.5	4.6	6.2
agosto	5.2	4.2	6.2
septiembre	4.6	4.5	5.4
octubre	4.8	4.2	5.4
noviembre	4.8	5.3	5.6
diciembre	4.8	4.9	5.6
Promedio anual	5.1	4.4	6.0

¿Cuál es la potencia y la producción de electricidad del equipo que se instalará para aprovechar ese recurso?

La potencia del equipo se calcula en función del área disponible con una relación estimada de

$\frac{1kW}{10m^2}$, así:

$$Potencia = 1,000 \text{ m}^2 \times \frac{1kW}{10m^2} = 100 \text{ kW} \quad \text{ec.[1]}$$

La producción estimada será igual a:

$$Energía_{anual} = Potencia \times CF \times h \quad \text{ec.[2]}$$

En donde:

$Energía_{anual}$: Energía total del sistema fotovoltaico en un período de un año expresado en [MWh]

$Potencia$: Potencia instalada del sistema fotovoltaico en [kW]

CF : Es el factor de capacidad del sistema y es igual a las Horas de Sol Pico entre las horas de un día $\frac{HSP}{24}$ [adimensional]. En este caso se utilizarán los datos disponibles de CEL,

$$HSP = 4.4 \frac{kWh}{kW}$$

h : Es igual a las horas que dura un año

Sustituyendo:

$$Energía_{anual} = 100 \text{ kW} \times \frac{4.4 \frac{kWh}{kW}}{24} \times 8,760h \quad \text{ec.[3]}$$

$$Energía_{anual} = 160 \text{ MWh} \quad \text{ec.[4]}$$

¿Qué mecanismo de comercialización de la producción de electricidad se utilizará?

Considerando las características de los procesos de libre competencia especiales para este tipo de tecnologías se ha optado por participar en el llamado a licitación y no buscar una negociación de un contrato (bilateral) de abastecimiento.

Cabe recordar que este mecanismo otorga un precio a la energía inyectada a la red por un periodo de 15 a 20 años.

¿Cuál es el punto de interconexión con la red eléctrica?

Por la escala del proyecto se considera adecuado conectarse con la empresa distribuidora directamente evitando elaborar estudios de interconexión por la construcción de tramos o por adicionar elementos eléctricos que causen impacto significativo en la red.

¿Qué nivel de impacto ambiental tiene este proyecto?

Según la caracterización vigente, este sería un proyecto del Grupo A, por lo que no será necesario presentar documentación ambiental adicional a la que el terreno del parqueo ya haya presentado para su construcción.

¿Es necesario contar con algún tipo de concesión para utilizar el recurso?

No, debido a que el recurso a utilizar es solar.

¿Requiere construcción de nueva infraestructura?

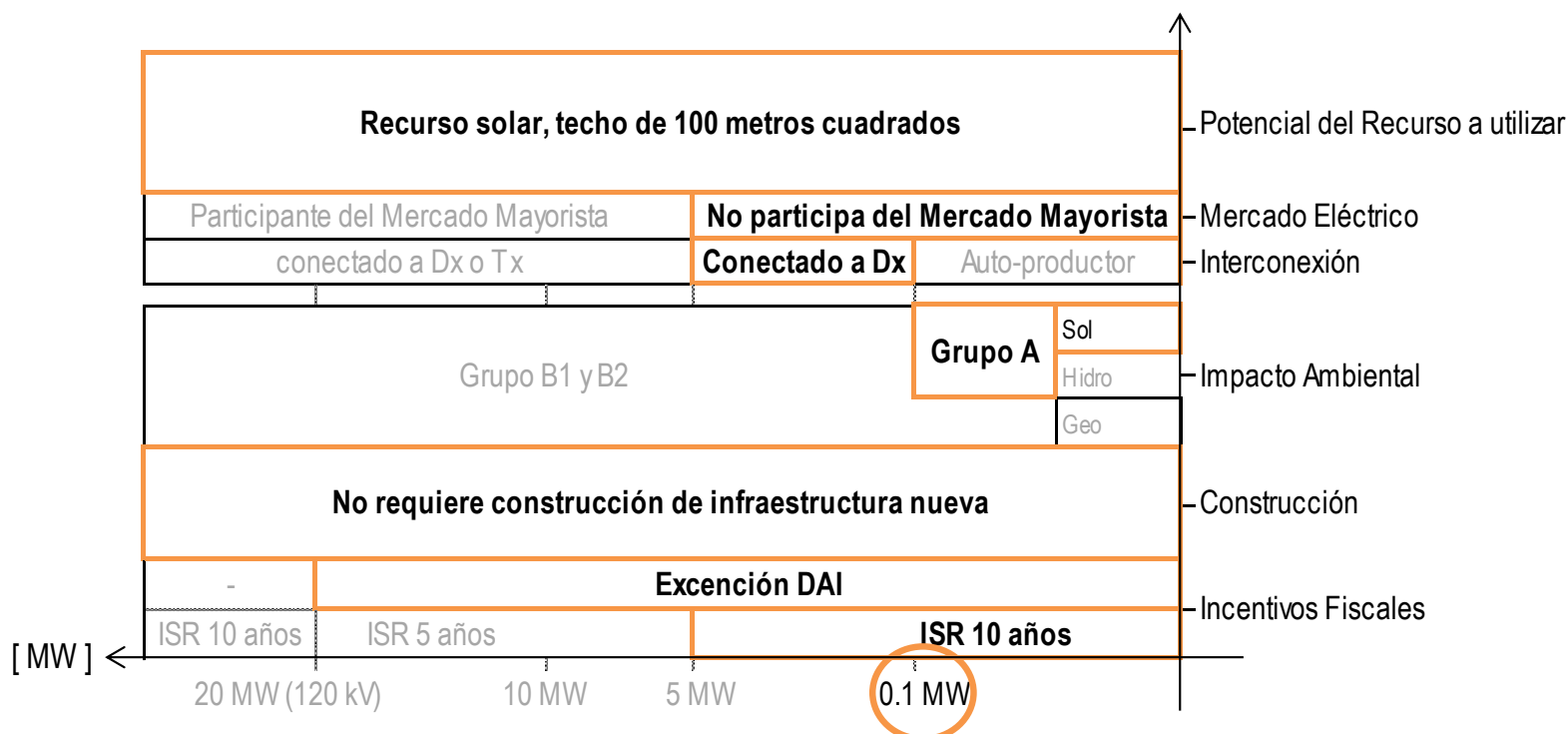
Se considera que únicamente será necesario un refuerzo en las fundaciones ya existentes por lo que no se requiere autorización adicional por construcción.

¿Cuáles incentivos fiscales puede recibir el proyecto?

Este proyecto puede optar por la exención del DAI y por la exención al pago de ISR de los ingresos percibidos durante los primeros 10 años de operación del proyecto.

En concordancia con las respuestas y seleccionando a partir de la Figura 22 podemos presentar el siguiente esquema.

Figura 23. Conjunto seleccionado de elementos por temática para este caso de estudio



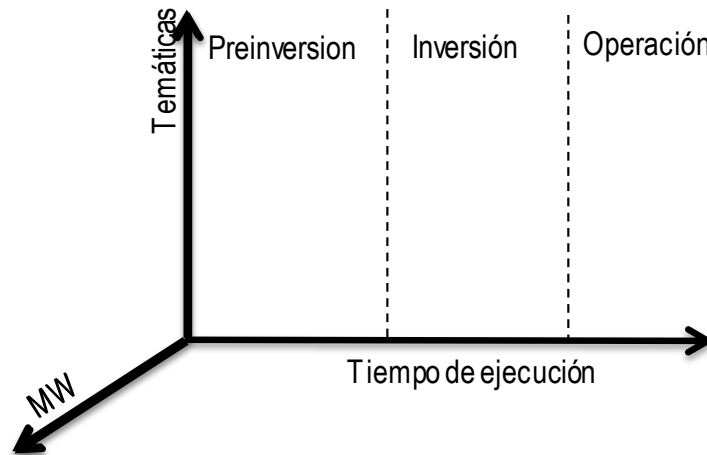
De esta manera se puede complementar el perfil de proyecto enunciado al principio de la siguiente manera:

Este es un sistema solar fotovoltaico montado en un techo de 1000 m^2 que participará en un proceso de libre competencia a fin de optar a un contrato de largo plazo fuera del mercado mayorista ofertando 100 kW de capacidad a instalar, conectado a la red de distribución, categorizado como de bajo impacto ambiental (Grupo A), que no requiere construcción de nueva infraestructura y que solicitará la exención del DAI y del ISR por los primeros 10 años de operación del proyecto.

CAPÍTULO 4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LAS IMPLICACIONES.

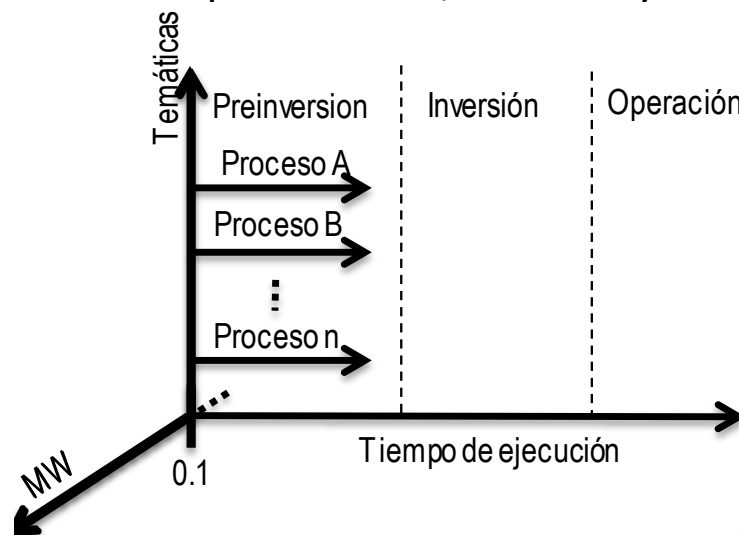
Luego de haber mostrado el panorama respecto de las opciones que pueden existir por temáticas es momento de agregar el eje correspondiente al tiempo de ejecución del proyecto, desglosado según la Tabla 4, de la siguiente manera.

Figura 24. División del tiempo de ejecución en etapas



Considerando lo anterior, se muestra un cruce de los 3 ejes, en donde una vez definida la capacidad a instalar del proyecto se puede agregar el conjunto de temáticas y como último paso al tiempo de ejecución y por ende a los procedimientos y procesos mencionados en el Capítulo 2.

Figura 25. Cruce de la capacidad a instalar, las temáticas y el tiempo de ejecución



Para poder definir estos procedimientos se mostrarán las implicaciones para el caso de estudio del capítulo anterior como una herramienta que puede ser utilizada para otras capacidades o proyectos partiendo de la metodología utilizada en el capítulo anterior.

4.1 IMPLICACIONES LEGALES.

El orden en el que se muestra la legislación aplicable a este proyecto es la siguiente:

Ley: Habilitación legal del mecanismo regulatorio.

Reglamento: Reglamentación derivada de la Ley predecesora, la cual incluye en ciertos casos un procedimiento sin ser necesaria la elaboración de una normativa específica.

Normativa: Procedimiento o proceso específico derivado del reglamento que precede.

Cada temática es dividida por documento legal incluyendo el o los artículos que estén relacionados con el perfil del proyecto que se está desarrollando.

Tabla 18. Implicaciones legales del caso de estudio

Temática	Documento	Artículos/Secciones vinculantes	Procedimiento resultado
Mercado Eléctrico	Ley General de Electricidad	En el artículo 7, se establece que la SIGET, es la institución donde se debe tramitar y registrar, a los generadores de energía eléctrica y a todos los otros operadores del mercado eléctrico nacional, mediante la inscripción en el Registro de Operadores del Sector Electricidad. También en el mismo se establece la tasa de actualización anual o renovación en este registro para los generadores.	
		De acuerdo con lo establecido en el Art. 79, letra a), las distribuidoras estarán obligadas a suscribir contratos de largo plazo a través de procesos de libre competencia.	
	Reglamento de la Ley General de Electricidad, Decreto Ejecutivo	El procedimiento para renovar la inscripción se aborda en el artículo 5.	Inscripción / Renovación en el Registro de la SIGET

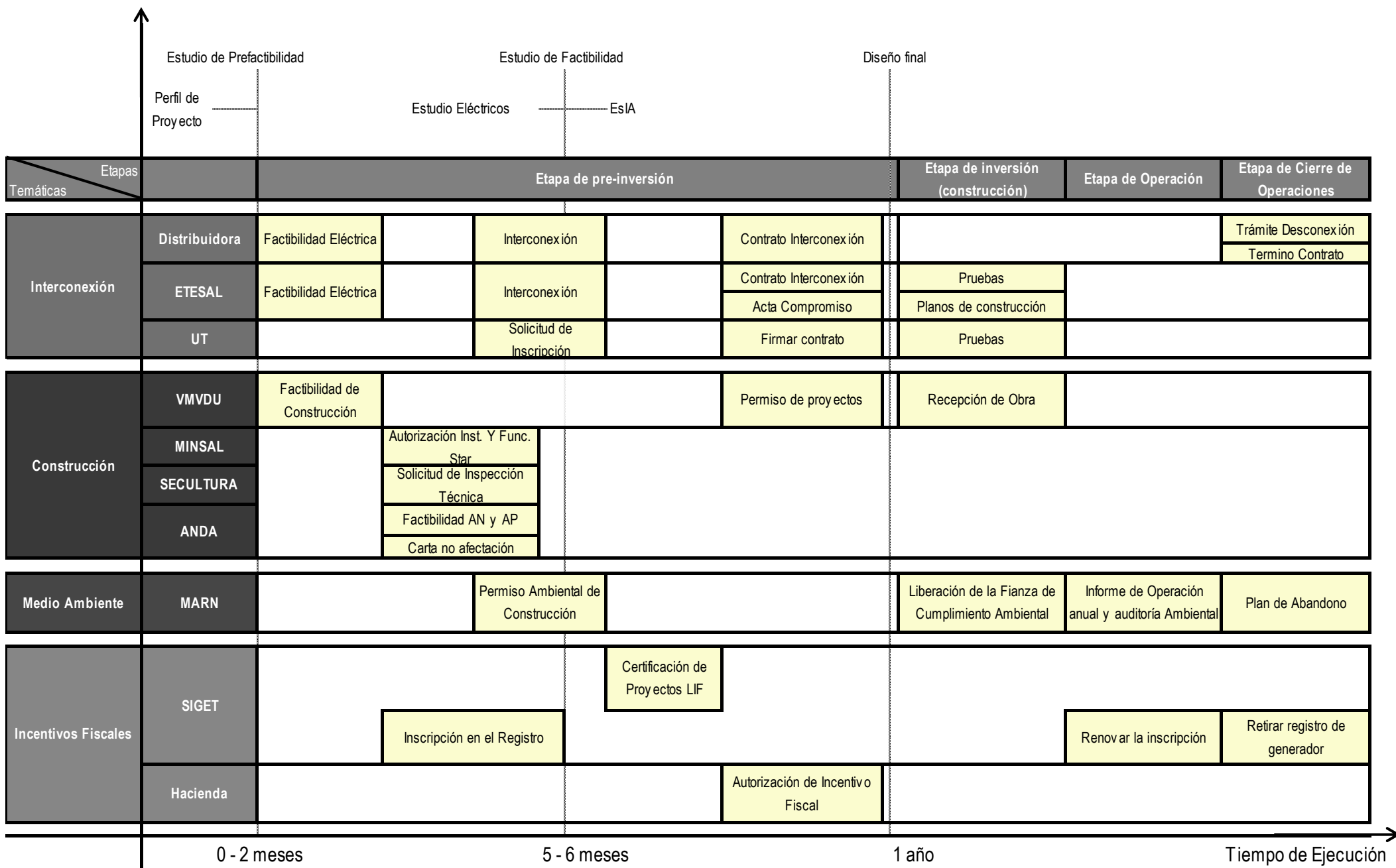
Temática	Documento	Artículos/Secciones vinculantes	Procedimiento resultado
	No. 80, 2012	86-B: en el caso de licitaciones destinadas exclusivamente a fuentes renovables de energía eléctrica, los procedimientos de contratación deberán contemplar expresamente un mecanismo simplificado destinado a generación con base en energía renovable conectada en red del distribuidor, de hasta un máximo de 20 MW de capacidad instalada, y que no se encuentre en condiciones de aportar capacidad firme ni de participar directamente del Mercado Mayorista de Electricidad	
	Normas sobre procesos de libre competencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable. Acuerdo 120-E-2013.	La normativa completa describe los procesos, los plazos de gestión y en general toda la regulación de detalle necesaria para que una empresa distribuidora pueda llevar a cabo un proceso de libre competencia a fin de otorgar un contrato de largo plazo a un generador distribuido renovable.	Participación en el llamado a licitación
Interconexión eléctrica	Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión	Desde el artículo 36 hasta el 42, la norma describe el procedimiento inicial (factibilidad de acceso) que debe seguir el interesado para interconectarse con las instalaciones del Distribuidor.	Solicitud de Factibilidad de acceso
	Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión	Luego de concluir el proceso anterior. La Solicitud de interconexión deberá estar acompañada de los Estudios y de información adicional relevante para evaluar la solicitud (art. 42). Desde el art. 43 al 48 se describe el procedimiento a seguir cuando las solicitudes presentan deficiencias. Desde el art. 49 al 52, se establece el plazo para entregar el programa de ejecución de las obras, la vigencia de la notificación así como el plazo para suscribir el contrato de interconexión entre las partes.	Solicitud de Interconexión

Temática	Documento	Artículos/Secciones vinculantes	Procedimiento resultado
Medio Ambiente	Ley del Medio Ambiente	En el Art. 18.- se define la Evaluación de Impacto Ambiental como un conjunto de acciones y procedimientos que aseguran que las actividades, obras o proyectos que tengan un impacto ambiental negativo en el ambiente o en la calidad de vida de la población, se sometan desde la fase de preinversión a los procedimientos que identifiquen y cuantifiquen dichos impactos y recomienden las medidas que los prevengan, atenúen, compensen o potencien, según sea el caso, seleccionando. En el Art. 22, se menciona que el Ministerio categorizará la actividad, obra o proyecto, de acuerdo a su envergadura y al impacto potencial.	
	Reglamento de la Ley del Medio Ambiente	Desde el art.14 al 15 se mencionan las responsabilidades del titular del proyecto y del Ministerio en relación a la Evaluación Ambiental. Del art. 18 al 21 se detalla el proceso a seguir en las diferentes etapas de la Evaluación de Impacto Ambiental.	Evaluación del Impacto Ambiental
	Categorización de actividades, obras o proyectos. Acuerdo 33-E-2012	En esta categorización se definen que tipos de proyectos destinados al aprovechamiento del recurso solar serán Grupo A, B1 o B2.	
Construcción	Ley de Urbanismo y Construcción	En el art. 1 se establece quien debe sujetarse a las disposiciones de la ley y la aprobación del VMVDU, antes que cualquier otra oficina. En el art.8 se establecen los tipos de proyectos de construcción y quienes están autorizados a elaborar diseños y a ejecutar construcciones. La facultad de apelar la resolución, en caso de denegarse la aprobación de proyectos, se encuentra en el art. 10.	
	Reglamento a la Ley de Urbanismo y Construcción	En el art. 3 se presentan todas las definiciones de términos involucrados en el diseño y construcción de todo tipo de edificación o instalación. Las dimensiones y	Solicitud de Factibilidad de Construcción (Formulario A)

Temática	Documento	Artículos/Secciones vinculantes	Procedimiento resultado
		escalas de los planos que se presenten están definidas en el art. 9. Todos los requisitos previos se determinan del art.10 hasta el art.13.	
	Reglamento a la Ley de Urbanismo y Construcción	Luego de haber cumplido los requisitos previos se procede a llenar el Formulario correspondiente para solicitar el Permiso de Construcción si así se determinase.	Solicitud de Permiso de Construcción (Formulario B)
	Normativa Técnica para Caracterizar los Proyectos que aprovechan las Fuentes Renovables en la Generación de Energía Eléctrica	Todos los requisitos que debe incluir la solicitud están detallados en el artículo 8. La información que debe incluir el estudio de factibilidad requerido esta listada en el artículo 10. El tiempo de gestión y otros plazos se detallan en el artículo 14 y en el 17.	Certificación de Proyectos con Incentivos Fiscales
Incentivos Fiscales	Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad	En el artículo 3 se establecen los tipos de beneficios fiscales a los que pueden acogerse. La competencia de calificar el goce de los beneficios e incentivos fiscales se determina en el artículo 7. En el Capítulo V, artículos del 11 al 17, se detallan los procedimientos, plazos de gestión, recursos y vigencia de la ley. En la ley también se establecen las Obligaciones de los beneficiarios, así como, las infracciones y sanciones.	
	Reglamento de la Ley de Incentivos Fiscales	En el artículo 11 se listan la información y los documentos que deben presentarse con la solicitud escrita. Y en el artículo 12 se detallan procedimientos y plazos. Sobre el procedimiento y plazos para completar información por requerimiento del Ministerio, se explica en el artículo 15.	Calificación del Proyecto para el goce de los beneficios

La última columna muestra los 9 procedimientos a ser ejecutados en las instituciones o entidades regulatorias correspondientes, separados por temáticas y derivados de la documentación legal agregándose en el eje temporal de ejecución de la siguiente manera:

Tabla 19. Distribución de procedimientos resultantes del análisis de las implicaciones legales en el eje temporal de ejecución



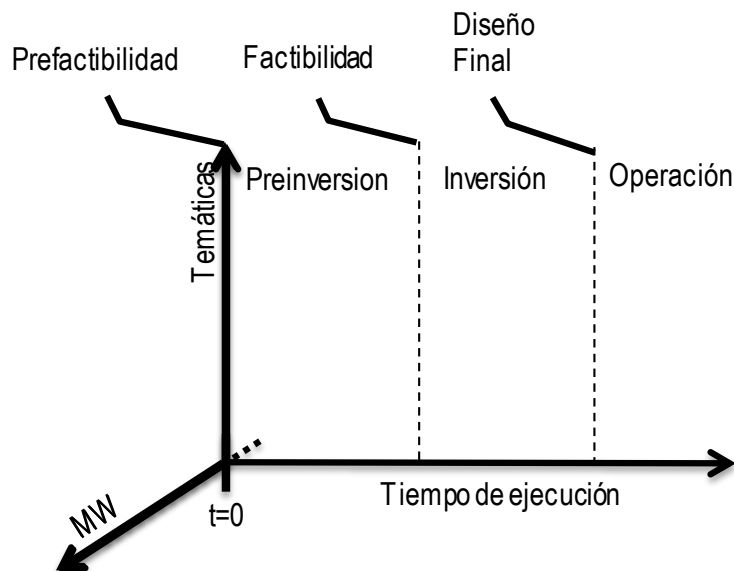
Fuente: Adaptación propia del ciclo de proyecto presentado en el sitio web www.energiasrenovables.gob.sv

Se ha omitido la ubicación del momento en el que se debería de participar en un proceso de libre concurrencia, debido a que la ejecución de estos no se puede ubicar a priori dejando a libertad de cada caso o proyecto el poder continuar con todas las temáticas independientemente de si se participará o no en uno de estos procesos.

Adicionalmente se muestra la ubicación de 3 momentos en el tiempo referentes a los estudios y análisis a realizar, los cuales se vincularan con las implicaciones técnicas-económicas de la siguiente manera.

4.2 IMPLICACIONES TÉCNICAS-ECONÓMICAS.

Una vez definido el perfil del proyecto y con un panorama amplio de los procedimientos que serán necesarios ejecutar se puede estructurar en un plano paralelo todos los análisis que serán elaborados por el desarrollador del proyecto. Como ya mencionamos existen 3 etapas en las que se ha dividido el eje del tiempo de ejecución en donde al agregar los estudios y análisis a realizar se podría representar de la siguiente manera:



Estudio de prefactibilidad³³: Para la elaboración del estudio de prefactibilidad se requiere analizar en mayor detalle los aspectos identificados en la fase de perfil, y esbozar las diversas alternativas para el desarrollo de proyecto, dando énfasis a los aspectos que permitan valorar la viabilidad y rentabilidad de estas alternativas.

³³ ARECA, Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en El Salvador.

Este estudio debe permitirle al desarrollador centrarse en un número menor de opciones que ofrezcan las condiciones más viables para desarrollar su proyecto. Dichas opciones serán analizadas en la etapa de Factibilidad. La etapa de Prefactibilidad también puede llevar al desarrollador a la conclusión de que su proyecto no es viable, y por lo tanto lo más conveniente sería abandonarlo.

Estudio de factibilidad: El estudio de factibilidad busca establecer con grado considerable de confiabilidad la viabilidad del proyecto, tanto en términos de mercado, de sus aspectos técnicos, de su rentabilidad económica financiera y, de manera preliminar, su conveniencia socio-ambiental. En este estudio se consideran generalmente aquellas alternativas que fueron identificadas como más favorables en el estudio de prefactibilidad.

Como parte del análisis que debe realizarse en este estudio se encuentran los estudios referentes al Impacto Ambiental, al impacto en la red eléctrica y un Plan de Negocios, entre otros, ya sean de menor o mayor escala siempre se debe realizar un abordaje de todas las temáticas pues omitirlos puede representar en la no realización o retraso del proyecto. A continuación se muestra un detalle del contenido mínimo de un estudio de factibilidad según la Normativa técnica para caracterizar los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica³⁴, Art.10.

1. Introducción;
2. Resumen ejecutivo;
3. Leyes, normas y estándares que serán aplicados en el proyecto;
4. Ubicación Geográfica del Proyecto con mapa del área de influencia;
5. Descripción del proyecto;
 - 5.1. Objetivos
 - 5.2. Fecha de entrada en operación comercial
 - 5.3. Forma proyectada de la operación comercial
 - 5.4. Árbol de Decisiones
 - 5.5. Organigramas para las etapas construcción y operación

³⁴ SIGET, Acuerdo 162-E-2012

- 5.6. Programa de Ejecución
- 5.7. Cronograma Gantt del Proyecto
- 6. Estudios de la fuente de energía renovable: Topográfico, geológicos, hidrológico, etc.
- 7. Estudio de mercado con su estrategia de desarrollo; ← **Plan de Negocios**
- 8. Ingeniería del proyecto:
 - 8.1. Diseños conceptuales de las obras
 - 8.2. Descripción de Obras principales
 - 8.3. Ejecución de obras
 - 8.4. Equipamiento principal
 - 8.5. Interconexión a líneas de transmisión o distribución ← **Estudio de Interconexión**
 - 8.6. Descripción de la forma de operación de la planta
 - 8.7. Planos y anexos
- 9. Consideraciones ambientales del proyecto:
 - 9.1. Etapas o fases del proyecto
 - 9.2. Plan de manejo ambiental ← **Estudio de Impacto Ambiental**
 - 9.3. Fase de abandono
- 10. Evaluación del proyecto:
 - 10.1. Costos de Inversión
 - 10.2. Evaluación Económica
 - 10.3. Evaluación Financiera

Recordar que los puntos 7, 8 y 9 se han abordado en las secciones 2.2, 2.3 y 2.4 de este trabajo y como se ha mencionado reiteradas veces, la profundidad y extensión de estos dependerá de la capacidad a instalar y de otras consideraciones complementarias. El punto 10 se retomará en la sección siguiente de este capítulo.

Diseño final: La etapa de diseño final o diseño de detalle constituye la etapa en la que se definen todos los aspectos técnicos del proyecto, generando como producto final las especificaciones del mismo. En esta etapa se producen los planos constructivos, las configuraciones de equipo electromecánico, las especificaciones de materiales y en general todas los elementos finales que definen al proyecto a nivel técnico. También se producen todos los manuales de procedimientos, así como los lineamientos correspondientes a las medidas de mitigación ambientales y sociales. Los costos de cada uno de los 3 estudios mencionados se deben considerar incluidos dentro de la **estructura de costos detallada en la sección 1.2**, los cuales serán utilizados a continuación.

4.2.1 EVALUACIÓN FINANCIERA

En esta parte se presentará el impacto en el flujo de caja (VAN y TIR) de un proyecto que siga la línea base del capítulo anterior, así como el resultado de modificar esta línea en alguna de sus variantes, partiendo del caso de estudio a pequeña escala. Para poder realizar la mayor cantidad de escenarios se dejarán otras variables fijas, como la tasa de interés en caso de haber préstamo, el período de análisis, la depreciación, la disponibilidad del recurso, entre otros, únicamente se modificarán elementos intrínsecos de la escala del proyecto (Costos fijos de la instalación).

Para poder plantear una solución se han tomado los siguientes supuestos comunes:

- El costo de O&M anual es un 2% sobre la inversión inicial.
- Préstamo por el 70 % de la inversión inicial al 6% a 10 años.
- La tasa del Impuesto sobre la Renta 30%, exención los primeros 10 años.
- El periodo máximo de depreciación para equipos es de 10 años.
- La generación de electricidad disminuye 20% a los 20 años.
- El precio de venta de la producción de energía se escala 2% anualmente.

La variable a tomar en cuenta será el costo fijo de la inversión inicial para un SFV por kW instalado.

$$CF_1 = 2000 \frac{\text{US\$}}{\text{kW}}, CF_2 = 2500 \frac{\text{US\$}}{\text{kW}}, CF_3 = 3500 \frac{\text{US\$}}{\text{kW}}$$

El resultado esperado son las diferentes tasas internas de retorno y el valor presente neto. Para poder obtener esto se realizaron diferentes simulaciones con diferentes costos variables de la energía (US\$/MWh) hasta obtener una TIR mayor a 7%.



A continuación se presentan los resultados para los 3 escenarios del caso de estudio ejemplo:

Tabla 20. Análisis financiero para el CF1 con CV1=178 \$/MWh

			Precio \$/kW		\$ 2,000.00											
Horas de Sol	Plant Cap	Capacity	Escalation	Plan Cost		O/M	% of Loan	Bank	Payment	Loan Interest	Tax Exemption	Corporate	Depreciation	NPV		
(kWh/kW)	(MW)	Factor (%)	Rate	Milles US\$		Cost		Loan	Period (years)	Rate p.a.	(years)	Tax	Years	FIRR		
4.4	0.1	18.26%	2.0%	\$ 200.00		2%	70%	\$ 140.00	10	6%	10	30%	10	B/C Proyecto	-5%	
														B/C K Propio	-18%	
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000.0)	(d) Capital Cost(\$000.0)		(e) O&M Cost (\$000.0)	(f) Loan Bank Principal Payments	(g) Loan Bank Interest (\$000.0)	(h) Deprecation (\$000.0)	(i) Total Cost (e+g+h) (\$000.0)	(j) Profit Befor Tax (c-i)(\$000.0)	(k) Corporate Tax (30%)	(l) Net Income (j-k) (\$000.0)	(m) Cash Flow (l+h+d) (\$000.0)	(m) Cash Flow Accumulated (\$000.0)	
0				\$ (60.00)	\$ (140.00)									\$ (200.00)	\$ (200.00)	
1	\$ 178.00	160.00	\$ 28.48			\$ 4.00	(\$10.62)	(\$8.40)	\$ 20.00	\$32.40	(\$3.92)	0.00	(\$3.92)	\$ 16.08	\$ (183.92)	
2	\$ 181.56	156.80	\$ 28.47			\$ 4.08	(\$11.26)	(\$7.76)	\$ 20.00	\$31.84	(\$3.37)	0.00	(\$3.37)	\$ 16.63	\$ (167.29)	
3	\$ 185.19	155.20	\$ 28.74			\$ 4.16	(\$11.93)	(\$7.09)	\$ 20.00	\$31.25	(\$2.51)	0.00	(\$2.51)	\$ 17.49	\$ (149.80)	
4	\$ 188.90	153.60	\$ 29.01			\$ 4.24	(\$12.65)	(\$6.37)	\$ 20.00	\$30.62	(\$1.60)	0.00	(\$1.60)	\$ 18.40	\$ (131.40)	
5	\$ 192.67	152.00	\$ 29.29			\$ 4.33	(\$13.41)	(\$5.61)	\$ 20.00	\$29.94	(\$0.66)	0.00	(\$0.66)	\$ 19.34	\$ (112.06)	
6	\$ 196.53	150.40	\$ 29.56			\$ 4.42	(\$14.21)	(\$4.81)	\$ 20.00	\$29.22	\$0.33	0.00	\$0.33	\$ 20.33	\$ (91.72)	
7	\$ 200.46	148.80	\$ 29.83			\$ 4.50	(\$15.07)	(\$3.95)	\$ 20.00	\$28.46	\$1.37	0.00	\$1.37	\$ 21.37	\$ (70.36)	
8	\$ 204.47	147.20	\$ 30.10			\$ 4.59	(\$15.97)	(\$3.05)	\$ 20.00	\$27.65	\$2.45	0.00	\$2.45	\$ 22.45	\$ (47.90)	
9	\$ 208.56	145.60	\$ 30.37			\$ 4.69	(\$16.93)	(\$2.09)	\$ 20.00	\$26.78	\$3.59	0.00	\$3.59	\$ 23.59	\$ (24.32)	
10	\$ 212.73	144.00	\$ 30.63			\$ 4.78	(\$17.94)	(\$1.08)	\$ 20.00	\$25.86	\$4.78	0.00	\$4.78	\$ 24.78	\$ 0.46	
11	\$ 216.98	142.40	\$ 30.90			\$ 4.88	0	0	0	\$4.88	\$26.02	7.81	\$18.22	\$ 18.22	\$ 18.67	
12	\$ 221.32	140.80	\$ 31.16			\$ 4.97	0	0	0	\$4.97	\$26.19	7.86	\$18.33	\$ 18.33	\$ 37.01	
13	\$ 225.75	139.20	\$ 31.42			\$ 5.07	0	0	0	\$5.07	\$26.35	7.91	\$18.45	\$ 18.45	\$ 55.45	
14	\$ 230.26	137.60	\$ 31.68			\$ 5.17	0	0	0	\$5.17	\$26.51	7.95	\$18.56	\$ 18.56	\$ 74.01	
15	\$ 234.87	136.00	\$ 31.94			\$ 5.28	0	0	0	\$5.28	\$26.66	8.00	\$18.66	\$ 18.66	\$ 92.67	
16	\$ 239.56	134.40	\$ 32.20			\$ 5.38	0	0	0	\$5.38	\$26.81	8.04	\$18.77	\$ 18.77	\$ 111.44	
17	\$ 244.36	132.80	\$ 32.45			\$ 5.49	0	0	0	\$5.49	\$26.96	8.09	\$18.87	\$ 18.87	\$ 130.31	
18	\$ 249.24	131.20	\$ 32.70			\$ 5.60	0	0	0	\$5.60	\$27.10	8.13	\$18.97	\$ 18.97	\$ 149.28	
19	\$ 254.23	129.60	\$ 32.95			\$ 5.71	0	0	0	\$5.71	\$27.23	8.17	\$19.06	\$ 19.06	\$ 168.35	
20	\$ 259.31	128.00	\$ 33.19			\$ 5.83	0	0	0	\$5.83	\$27.36	8.21	\$19.16	\$ 19.16	\$ 187.50	
Total		2865.6	\$ 615.07	\$ (60.00)	\$ (140.00)	\$ 97.19	\$ (140.00)	\$ (50.22)	\$ 200.00	\$ 347.40	\$ 267.67	\$ 80.16	\$ 187.50	\$ 187.50		

Tabla 21. Análisis financiero para el CF2 con CV2=240 \$/MWh

			Precio \$/kW		\$ 2,500.00											
Horas de Sol	Plant Cap	Capacity	Escalation	Plan Cost		O/M	% of Loan	Bank	Payment	Loan Interest	Tax Exemption	Corporate	Depreciation	NPV		
(kWh/kW)	(MW)	Factor (%)	Rate	Milles US\$		Cost		Loan	Period (years)	Rate p.a.	(years)	Tax	Years	FIRR		
4.4	0.1	18.26%	2.0%	\$ 250.00		2%	70%	\$ 175.00	10	6%	10	30%	10	B/C Proyecto	8.61%	
														B/C K Propio	4%	
														B/C K Propio	14%	
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000.0)	(d) Capital Cost(\$000.0)		(e) O&M Cost (\$000.0)	(f) Loan Bank Principal Payments	(g) Loan Bank Interest (\$000.0)	(h) Deprecation (\$000.0)	(i) Total Cost (e+g+h) (\$000.0)	(j) Profit Befor Tax (c-i)(\$000.0)	(k) Corporate Tax (30%)	(l) Net Income (j-k) (\$000.0)	(m) Cash Flow (l+h+d) (\$000.0)	(m) Cash Flow Accumulated (\$000.0)	
0				\$ (75.00)	\$ (175.00)									\$ (250.00)	\$ (250.00)	
1	\$ 240.00	160.00	\$ 38.40			\$ 5.00	(\$13.28)	(\$10.50)	\$ 25.00	\$40.50	(\$2.10)	0.00	(\$2.10)	\$ 22.90	\$ (227.10)	
2	\$ 244.80	156.80	\$ 38.38			\$ 5.10	(\$14.07)	(\$9.70)	\$ 25.00	\$39.80	(\$1.42)	0.00	(\$1.42)	\$ 23.58	\$ (203.52)	
3	\$ 249.70	155.20	\$ 38.75			\$ 5.20	(\$14.92)	(\$8.86)	\$ 25.00	\$39.06	(\$0.31)	0.00	(\$0.31)	\$ 24.69	\$ (178.83)	
4	\$ 254.69	153.60	\$ 39.12			\$ 5.31	(\$15.81)	(\$7.96)	\$ 25.00	\$38.27	\$0.85	0.00	\$0.85	\$ 25.85	\$ (152.98)	
5	\$ 259.78	152.00	\$ 39.49			\$ 5.41	(\$16.76)	(\$7.02)	\$ 25.00	\$37.43	\$2.06	0.00	\$2.06	\$ 27.06	\$ (125.92)	
6	\$ 264.98	150.40	\$ 39.85			\$ 5.52	(\$17.77)	(\$6.01)	\$ 25.00	\$36.53	\$3.32	0.00	\$3.32	\$ 28.32	\$ (97.59)	
7	\$ 270.28	148.80	\$ 40.22			\$ 5.63	(\$18.83)	(\$4.94)	\$ 25.00	\$35.57	\$4.64	0.00	\$4.64	\$ 29.64	\$ (67.95)	
8	\$ 275.68	147.20	\$ 40.58			\$ 5.74	(\$19.96)	(\$3.81)	\$ 25.00	\$34.56	\$6.02	0.00	\$6.02	\$ 31.02	\$ (36.93)	
9	\$ 281.20	145.60	\$ 40.94			\$ 5.86	(\$21.16)	(\$2.62)	\$ 25.00	\$33.47	\$7.47	0.00	\$7.47	\$ 32.47	\$ (4.46)	
10	\$ 286.82	144.00	\$ 41.30			\$ 5.98	(\$22.43)	(\$1.35)	\$ 25.00	\$32.32	\$8.98	0.00	\$8.98	\$ 33.98	\$ 29.52	
11	\$ 292.56	142.40	\$ 41.66			\$ 6.09	0	0	0	\$6.09	\$35.57	10.67	\$24.90	\$ 24.90	\$ 54.42	
12	\$ 298.41	140.80	\$ 42.02			\$ 6.22	0	0	0	\$6.22	\$35.80	10.74	\$25.06	\$ 25.06	\$ 79.48	
13	\$ 304.38	139.20	\$ 42.37			\$ 6.34	0	0	0	\$6.34	\$36.03	10.81	\$25.22	\$ 25.22	\$ 104.70	
14	\$ 310.47	137.60	\$ 42.72			\$ 6.47	0	0	0	\$6.47	\$36.25	10.88	\$25.38	\$ 25.38	\$ 130.07	
15	\$ 316.67	136.00	\$ 43.07			\$ 6.60	0	0	0	\$6.60	\$36.47	10.94	\$25.53	\$ 25.53	\$ 155.60	
16	\$ 323.01	134.40	\$ 43.41			\$ 6.73	0	0	0	\$6.73	\$36.68	11.00	\$25.68	\$ 25.68	\$ 181.28	
17	\$ 329.47	132.80	\$ 43.75			\$ 6.86	0	0	0	\$6.86	\$36.89	11.07	\$25.82	\$ 25.82	\$ 207.10	
18	\$ 336.06	131.20	\$ 44.09			\$ 7.00	0	0	0	\$7.00	\$37.09	11.13	\$25.96	\$ 25.96	\$ 233.07	
19	\$ 342.78	129.60	\$ 44.42			\$ 7.14	0	0	0	\$7.14	\$37.28	11.18	\$26.10	\$ 26.10	\$ 259.17	
20	\$ 349.63	128.00	\$ 44.75			\$ 7.28	0	0	0	\$7.28	\$37.47	11.24	\$26.23	\$ 26.23	\$ 285.39	
Total		2865.6	\$ 829.31	\$ (75.00)	\$ (175.00)	\$ 121.49	\$ (175.00)	\$ (62.77)	\$ 250.00	\$ 434.26	\$ 395.05	\$ 109.66	\$ 285.39	\$ 285.39		

Tabla 22. Análisis financiero para el CF3 con CV3=330 \$/MWh

Precio \$/kW \$ 3,500.00															
Horas de Sol (kWh/kW)	Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plan Cost Miles US\$		O/M Cost	% of Loan	Bank Loan	Payment Period (years)	Loan Interest Rate p.a.	Tax Exemption (years)	Corporate Tax	Depreciation Years	NPV FIRR	\$6.69 8.27%
4.4	0.1	18.26%	2.0%	\$ 350.00		2%	70%	\$ 245.00	10	6%	10	30%	10	B/C Proyecto	2%
														B/C K Propio	6%
Year	(a) Unit Price (\$/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income (\$000.0)	(d) Capital Cost(\$000.0) K Propio K Ageno	(e) O&M Cost (\$000.0)	(f) Loan Bank Principal Payments	(g) Loan Bank Interest (\$000.0)	(h) Depreciation (\$000.0)	(i) Total Cost (e+g+h) (\$000.0)	(j) Profit Befor Tax (c-i)(\$000.0)	(k) Corporate Tax (30%)	(l) Net Income (j-k) (\$000.0)	(m) Cash Flow (l+h+d) (\$000.0)	(m) Cash Flow Accumulated (\$000.0)	
0				\$ (105.00) \$ (245.00)									\$ (350.00)	\$ (350.00)	
1	\$ 330.00	160.00	\$ 52.80		\$ 7.00	(\$18.59)	(\$14.70)	\$ 35.00	\$56.70	(\$3.90)	0.00	(\$3.90)	\$ 31.10	\$ (318.90)	
2	\$ 336.60	156.80	\$ 52.78		\$ 7.14	(\$19.70)	(\$13.58)	\$ 35.00	\$55.72	(\$2.95)	0.00	(\$2.95)	\$ 32.05	\$ (286.85)	
3	\$ 343.33	155.20	\$ 53.29		\$ 7.28	(\$20.89)	(\$12.40)	\$ 35.00	\$54.69	(\$1.40)	0.00	(\$1.40)	\$ 33.60	\$ (253.25)	
4	\$ 350.20	153.60	\$ 53.79		\$ 7.43	(\$22.14)	(\$11.15)	\$ 35.00	\$53.58	\$0.21	0.00	\$0.21	\$ 35.21	\$ (218.03)	
5	\$ 357.20	152.00	\$ 54.29		\$ 7.58	(\$23.47)	(\$9.82)	\$ 35.00	\$52.40	\$1.90	0.00	\$1.90	\$ 36.90	\$ (181.14)	
6	\$ 364.35	150.40	\$ 54.80		\$ 7.73	(\$24.87)	(\$8.41)	\$ 35.00	\$51.14	\$3.66	0.00	\$3.66	\$ 38.66	\$ (142.48)	
7	\$ 371.63	148.80	\$ 55.30		\$ 7.88	(\$26.37)	(\$6.92)	\$ 35.00	\$49.80	\$5.50	0.00	\$5.50	\$ 40.50	\$ (101.99)	
8	\$ 379.07	147.20	\$ 55.80		\$ 8.04	(\$27.95)	(\$5.34)	\$ 35.00	\$48.38	\$7.42	0.00	\$7.42	\$ 42.42	\$ (59.57)	
9	\$ 386.65	145.60	\$ 56.30		\$ 8.20	(\$29.63)	(\$3.66)	\$ 35.00	\$46.86	\$9.43	0.00	\$9.43	\$ 44.43	\$ (15.13)	
10	\$ 394.38	144.00	\$ 56.79		\$ 8.37	(\$31.40)	(\$1.88)	\$ 35.00	\$45.25	\$11.54	0.00	\$11.54	\$ 46.54	\$ 31.41	
11	\$ 402.27	142.40	\$ 57.28		\$ 8.53	0	0	0	\$8.53	\$48.75	14.63	\$34.13	\$ 34.13	\$ 65.53	
12	\$ 410.31	140.80	\$ 57.77		\$ 8.70	0	0	0	\$8.70	\$49.07	14.72	\$34.35	\$ 34.35	\$ 99.88	
13	\$ 418.52	139.20	\$ 58.26		\$ 8.88	0	0	0	\$8.88	\$49.38	14.81	\$34.57	\$ 34.57	\$ 134.45	
14	\$ 426.89	137.60	\$ 58.74		\$ 9.06	0	0	0	\$9.06	\$49.68	14.91	\$34.78	\$ 34.78	\$ 169.23	
15	\$ 435.43	136.00	\$ 59.22		\$ 9.24	0	0	0	\$9.24	\$49.98	14.99	\$34.99	\$ 34.99	\$ 204.21	
16	\$ 444.14	134.40	\$ 59.69		\$ 9.42	0	0	0	\$9.42	\$50.27	15.08	\$35.19	\$ 35.19	\$ 239.40	
17	\$ 453.02	132.80	\$ 60.16		\$ 9.61	0	0	0	\$9.61	\$50.55	15.17	\$35.39	\$ 35.39	\$ 274.79	
18	\$ 462.08	131.20	\$ 60.62		\$ 9.80	0	0	0	\$9.80	\$50.82	15.25	\$35.58	\$ 35.58	\$ 310.36	
19	\$ 471.32	129.60	\$ 61.08		\$ 10.00	0	0	0	\$10.00	\$51.09	15.33	\$35.76	\$ 35.76	\$ 346.12	
20	\$ 480.75	128.00	\$ 61.54		\$ 10.20	0	0	0	\$10.20	\$51.34	15.40	\$35.94	\$ 35.94	\$ 382.06	
Total		2865.6	\$ 1,140.30	\$ (105.00) \$ (245.00)	\$ 170.08	\$ (245.00)	\$ (87.88)	\$ 350.00	\$ 607.96	\$ 532.34	\$ 150.28	\$ 382.06	\$ 382.06		

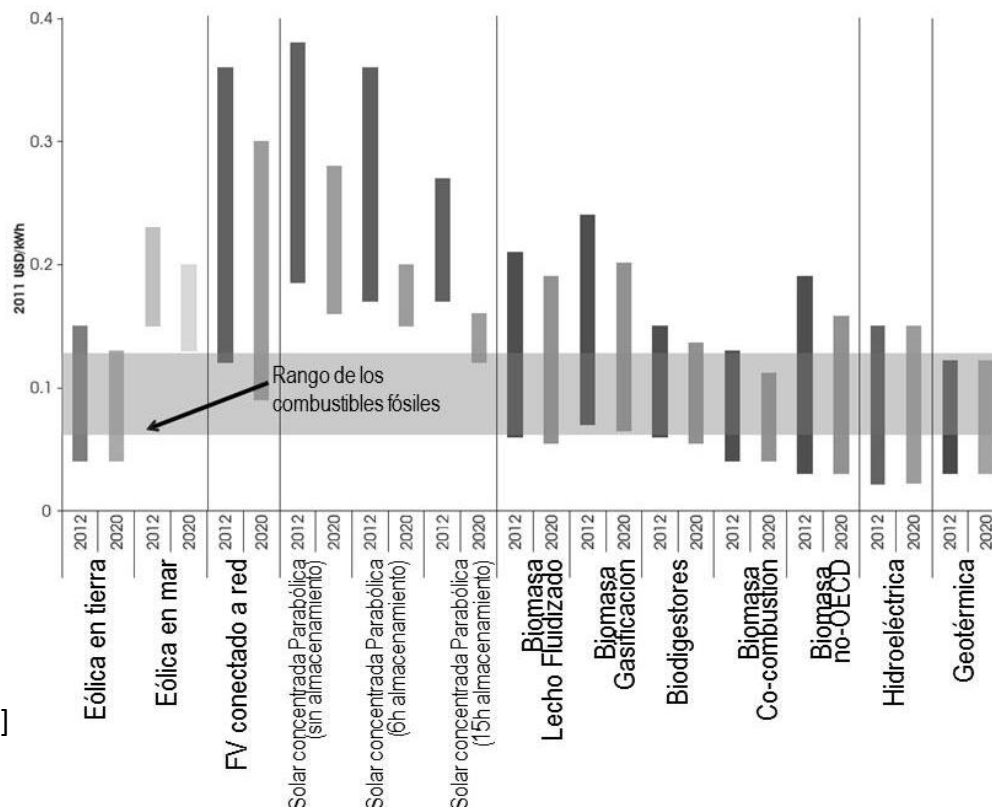
A manera de resumen se muestran los resultados obtenidos según cada variante utilizada:

Tabla 23. Resumen de resultados de los escenarios modelados para el caso de estudio.

Costos fijos de la instalación	Precio de venta de la energía	TIR	VAN
US\$/kW	US\$/MWh	%	US\$
2000	178	7.22	-10.8
2500	240	8.61	10.71
3500	330	8.27	6.69

Se puede observar la relación directa entre el precio de venta de la energía el cual al ser mayor tiende a mejorar los indicadores económicos, los cuales aun así son modestos en comparación con resultados provenientes de análisis de otro tipo de centrales de producción de electricidad que superan el 15% de la Tasa Interna de Retorno. Para el caso de estudio se considera que estos valores son aceptables debido a que la curva de reducción de precios de venta de la energía actualmente todavía está un poco por encima del precio de paridad de la red, como se ve en la Figura 26, en donde se muestra a manera comparativa los costos variables de algunas tecnologías renovables, en donde se ha asumido un costo de capital del 10% sin tomar en cuenta la inversión en líneas de transporte, costos combustibles ni factor de capacidad.

Figura 26. Rangos de Costos Variables para diferentes tecnologías renovables, 2012 y 2020.



Fuente: [11]

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

- Es posible agrupar en rangos según su potencia (MW) o capacidad a instalar a todos los proyectos de generación de electricidad que utiliza energía renovable para los cuales la legislación se aplique de la misma forma.
- No toda la legislación encontrada durante la elaboración de este trabajo se puede aplicar de igual manera para un proyecto de pequeña escala como para uno de gran escala.
- Se puede hacer una separación de temáticas generales de trabajo, la cual sea utilizada para elaborar el perfil de un proyecto de generación de electricidad. Este perfil puede luego servir como guía o línea base de ejecución de actividades.
- Separar secuencialmente las temáticas a considerar para el desarrollo de un proyecto no es posible, debido a que al tomarlas en cuenta paralelamente se forma un panorama completo de las implicaciones que el proyecto tendrá en sus diferentes etapas de pre-inversión, inversión, construcción y operación. Adicionalmente, se pueden crear condiciones que bloqueen el avance del proyecto causando vacíos de información únicamente modificable y ajustable desde una visión y abordaje paralelo integral del trabajo que de otra forma tendría que desecharse por su poca o nula utilidad.
- Un alto valor en los costos fijos iniciales de las instalaciones pueden ocasionar que los ingresos en concepto de ventas de energía se incrementen a fin de que el proyecto sea rentable.
- Los estudios de evaluación del impacto en la red de distribución o transmisión tienen un costo que varía en función de la escala del proyecto, el cual debe ser considerado en el estudio de factibilidad y en el análisis integral del proyecto, pues el resultado de dicho estudio podría afectar e incluso detener el avance del proyecto, por ejemplo: requisitos que se consideren sobre exigentes o distancia alejada al punto de interconexión.
- El nivel de impacto ambiental se pueden separar en grupos según la escala de un proyecto a fin de decir si es necesario elaborar o no un Estudio de impacto Ambiental, lo cual también afectará el avance del proyecto de no tomarse en cuenta desde el inicio.

- Al tener un precio de venta de la energía adecuado al precio de la instalación se puede obtener valores de TIR y VAN aceptables (TIR mayor a 7%) considerando las limitaciones de acceso a la tecnología del país y otras restricciones que actualmente encarecen los proyectos de energía renovable, particularmente los fotovoltaicos.

5.2 RECOMENDACIONES.

- Generar más casos de estudio a fin de poder mapear la mayor cantidad de proyectos. Esto se puede realizar partiendo del caso de estudio analizado y agregar una temática adicional, por ejemplo agregar la temática referente a concesiones se puede analizar desde un proyecto hidroeléctrico de 100 kW. Otro caso de estudio sugerido puede ser el caso de un proyecto participante del mercado mayorista, para el cual ya será necesaria una simulación del despacho económico basado en costos de producción, una simulación más extensa del impacto en la red de transmisión o distribución y una estrategia completa del abordaje de la temática social-ambiental del proyecto.
- Se recomienda comparar los resultados de los escenarios del caso de estudio con los costos que surjan de la licitación renovable de 15 MW Generación Distribuida. Bases de Licitación No. CAESS-CLP-RNV-001-2013.

CAPÍTULO 6 NOMENCLATURA Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

6.1 NOMENCLATURA

\$/bb: Dolares por barril de petroleo, 27

\$/MWh: Dolares por Mega Watt hora, 26

°C: Grados Centigrados, 15

ANDA: Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados, 45

ARECA: Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica, 3

CAESS: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, 32

CNE: Consejo Nacional de Energía, 3

EsIA: Estudio de Impacto Ambiental, 43

GiZ: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH, 3

GWh: Gigawatt hora, 1

IRENA: International Renewable Energy Agency, 17

ISR: Impuesto Sobre la Renta, 46

IVA: Impuesto al Valor Agregado, 39

JICA: Japan International Cooperation Agency, 4

kJ: kilo Joule, 8

kV: kilo Volts, 13

kWh/kW: kilo Watt hora por kilo Watt, 53

kWh/m²/día: kilo Watt hora por metro cuadrado por día, 52

m/s: metro por segundo, 15

m²: metro cuadrado, 52

m³/s: metro cubico por segundo, 14

MC: Mercado de Contratos, 29

MRS: Mercado Regulador del Sistema, 28

ONU: Organización de las Naciones Unidas, 20

TIR: Tasa Interna de Retorno, 65

US\$/kW: Dolares por kilo Watt, 17

VAN: Valor Actual Neto o Valor Presente Neto, 65

6.2 GLOSARIO DE TÉRMINOS

Almacenamiento de energía: Comprende los métodos para conservar una cierta cantidad de energía y liberarla cuando se requiera en la misma forma en que se recolectó o en otra diferente., 19

Biomasa: Materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía., 18

Centrales hidroeléctricas: Es una instalación que permite aprovechar la energía potencial gravitatoria contenida en las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos para transformarlas en energía eléctrica., 17

Contrato de largo plazo: Son contratos financieros con una duración de entre 15 y 20 años, adjudicados en el marco de un proceso de libre competencia, 3

Costo Marginal de Operación del Sistema: Es el costo de producir una unidad adicional de energía eléctrica. Desde la perspectiva de una compañía generadora, indica el precio marginal que una central debería recibir por cada MWh de energía producida, 29

Costos de instalación: Gastos que realiza la empresa u organización en plazo previo a la apertura y operación de la misma, 21

Despacho económico de carga: El despacho económico de carga busca minimizar el costo de operación del sistema al suplir una demanda en un período de tiempo determinado (por ejemplo una hora, un día, una semana, etc.) satisfaciendo en forma simultánea un amplio y variado conjunto de restricciones de operación y cumpliendo además con los criterios que se deriven de las programaciones de corto, mediano y largo plazo., 29

Energía Eólica: Proviene de la conversión de la energía cinética de las masas de aire en movimiento hacia energía mecánica, 17

Externalidades: Beneficios o costes sociales que se derivan de la realización de una actividad privada y no son contabilizados en ésta. Por ejemplo, la contaminación es un daño que sufre la sociedad, pero no un gasto que el productor privado pague en consonancia., 9

Gases de Efecto Invernadero: son aquellos gases presentes en la atmósfera que interfieren en la energía que es irradiada por la Tierra. Algunos de estos gases son; El vapor de agua (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄), y ozono (O₃), 10

Generador distribuido renovable: Productor de energía eléctrica conectado a la red de distribución que utiliza alguna fuente de energía renovable, con una capacidad máxima de 20 MW, 34

Impacto Ambiental: Es todo aquel causado por la ejecución de una determinada obra, actividad o proyecto a su entorno, 47

Incentivos fiscales: Aliciente o estímulo en forma de reducciones o exenciones en el pago de ciertos tributos que se concede a los sujetos pasivos de dichos tributos para promover la realización de determinadas actividades consideradas de interés público por el Estado., 3

Irradiancia solar: Representa la potencia que se recibe de la radiación del sol sobre la Tierra por unidad de superficie en cualquiera de sus puntos y a cualquier altitud, sus unidades en el Sistema Internacional de Unidades son $[W/m^2]$., 14

Mantenimiento: Todas las actividades que tienen como objetivo mantener un artículo o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo alguna función requerida. Estas acciones incluyen la combinación de las acciones técnicas y administrativas correspondientes., 21

Matriz Energética: Es la representación porcentual de la participación de las distintas fuentes primarias de energía, en el total de la producción energética, 1

Mercado eléctrico: Es un sistema que permite equilibrar la oferta de producción de energía eléctrica y la demanda de energía eléctrica, generalmente al mínimo costo, 5

Política Energética: Es la forma en la que una entidad del gobierno aborda el desarrollo del sector energético, incluyendo la producción, distribución y consumo., 3

Usuario auto-productor: Es todo aquel usuario final que con la finalidad de comercializar los excedentes de la producción de su energía eléctrica instala un generador, por ejemplo fotovoltaico en el techo de su vivienda, 35

CAPÍTULO 7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SIGET. [En línea]. Available:
<http://www.siget.gob.sv/index.php/temas/telecomunicaciones/estadisticas/boletin-estadistico>.
[Último acceso: 16 enero 2014].
- [2] GIZ, 2013. [En línea]. Available: <http://www.energias4e.com/>. [Último acceso: 23 noviembre 2013].
- [3] CNE, 2013. [En línea]. Available:
http://www.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=251&Itemid=255.
[Último acceso: 15 octubre 2013].
- [4] JICA, «Plan Maestro para el Desarrollo de las energías renovables,» San Salvador, 2012.
- [5] Z. Şen, Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques: Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy, Estambul: Springer, 2008.
- [6] T. Ohta, Solar-hydrogen energy systems, New York: Pergamon Press, 1979.
- [7] S. Wenham y M. Green, APPLIED PHOTOVOLTAICS, Londres: Earthscan, 2007, p. 25.
- [8] CCSP, «Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States,» U.S. Climate Change Science Program and the subcommittee on Global change Research, Washington, DC, 2007.
- [9] National Renewable Energy Laboratory, NREL, «Solar Technologies Market Report,» USA, 2010 .
- [10] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, 2005.
- [11] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview, Bonn: IRENA, 2012.
- [12] M. Blanco, «“The economics of wind energy”,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 2009, pp. Vol. 13, Issues 6-7, pp. 1372–1382.
- [13] ONU, «Informe Brundtland,» *doctora Gro Harlem Brundtland*, 1987.
- [14] ARECA-BCIE, Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en El Salvador, Tegucigalpa, 2011.
- [15] A. Legislativa, Constitución de la República de El Salvador, San Salvador, 1983.
- [16] Organo ejecutivo (Consejo de Ministros), Reglamento interno del órgano ejecutivo, San Salvador, 1989.

- [17] U. d. T. UT, Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, San Salvador, 2012.
- [18] C. R. d. I. E. CRIE, Reglamento del Mercado Electrico Regional, Guatemala, 2007.
- [19] A. Legislativa, Ley General de Electricidad, 1996.
- [20] S. SIGET, «Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización,» San Salvador, 2006.
- [21] CAESS, «Bases de Licitación No. CAESS-CLP-RNV-001-2013,» San Salvador, 2013.
- [22] S. SIGET, Normativa Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión, San Salvador, Acuerdo No. 30-E-2011.
- [23] S. SIGET, Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, San Salvador, Acuerdo No. 320-E-2011.
- [24] SIGET, Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y del cargo de comercialización., San Salvador, Acuerdo No. 587-E-2012..
- [25] M. d. M. A. y. R. N. MARN, Ley de Medio Ambiente, San Salvador, Decreto No. 233 1998.
- [26] MARN, Categorización de actividades, obras o proyectos conforme a la Ley del Medio Ambiente, San Salvador: Acuerdo No. 33 de fecha 8 de mayo de 2012, publicado en el Diario Oficial No. 105, Tomo 395 de fecha 8 de junio de 2012., 2012.
- [27] T. U. N. W. C. o. E. a. D. UN, «Our Common Future,» Oxford University Press, 1987.
- [28] Ministerio de Economía, «Reglamento de la Ley General de Electricidad,» de *Decreto Ejecutivo No. 80 de fecha 17 de abril de 2012, publicado en el Diario Oficial No. 76, Tomo 395 de fecha 26 de abril de 2012*, San Salvador, 2013, pp. art. 86-B y 86-D.
- [29] S. SIGET, «Normas sobre procesos de libre concurrencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable,» Acuerdo 120-E 2013.
- [30] MARN, Reglamento General de la Ley del Medio Ambiente, Decreto Ejecutivo No. 39 de fecha 28 de abril de 2009, publicado en el Diario Oficial No. 98, Tomo 383 de fecha 29 de mayo de 2009., 2000.
- [31] VMVDU, Ley de Urbanismo y Construcción, San Salvador: Decreto Legislativo Nº: 232. Fecha:04/06/1951. D. Oficial: 107. Tomo: 151. Publicación DO: 11/06/1951, 1951.
- [32] Ministerio de Hacienda, Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad, San Salvador: Decreto Legislativo No. 462 del 8 de noviembre de 2007,

publicada en el Diario Oficial No. 238, tomo No. 377, del 20 de diciembre de 2007, 2007.

[33] SIGET, NORMAS APLICABLES AL PROCEDIMIENTO DE LICITACION PARA EL OTORGAMIENTO DE CONCESIONES DE RECURSOS GEOTERMICOS E HIDRAULICOS CON FINES DE GENERACION ELECTRICA, ACUERDO N°. 257-E-2006, 2006.

[34] SIGET, Normativa Técnica para Caracterizar los Proyectos que aprovechan las Fuentes Renovables en la Generación de Energía Eléctrica, San Salvador: ACUERDO N°. 162-E-2012, 2012.

[35] D. Ejecutivo, Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad, San Salvador: Decreto Ejecutivo No. 4 de fecha 14/01/2009, publicado en el Diario Oficial No. 45, Tomo 382 de fecha 06/03/2009, 2009.