

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

METODOLOGÍA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LOS BENEFICIOS DE LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SNI

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

DAVID ROLANDO CHÁVEZ ERAZO

davidpcr7@hotmail.com

DIRECTOR: Dr. Gabriel Salazar Yépez

gsalazaryopez@gmail.com

Quito, junio 2015

DECLARACIÓN

Yo, David Rolando Chávez Erazo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

David Rolando Chávez Erazo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por David Rolando Chávez Erazo, bajo mi supervisión.

Dr. Gabriel Salazar Yépez

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme permitido culminar este periodo de mi vida.

A mi familia por apoyarme y ser mi continua compañía y refugio.

A todos mis amigos y amigas con los cuales compartí momentos especiales tanto dentro como fuera de clases. Y a todas las personas especiales que conocí en este tiempo.

A la Escuela Politécnica Nacional y a sus profesores.

Al doctor Gabriel Salazar quien me supo dirigir en este proyecto de la forma más cordial.

DEDICATORIA

A Dios por ser el pilar en mi vida,
por darme la vida,
y por guiarme a caminos que solo
El conoce y son de bien.

A mis padres por su esfuerzo,
por su cariño,
por estar ahí en todos los momentos.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
CONTENIDO	V
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
RESUMEN	XVI
PRESENTACIÓN	XVII
CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 OBJETIVO.....	2
1.2.1 <i>OBJETIVO GENERAL</i>	2
1.2.2 <i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i>	2
1.2.3 <i>ALCANCE</i>	2
1.2.4 <i>JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO</i>	3
CAPÍTULO 2	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 ASPECTOS GENERALES DE LAS CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES ^[1]	4
2.1.1 <i>INTRODUCCIÓN</i>	4
2.1.2 <i>DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO</i> ^{[3] [4]}	6
2.2 PERSPECTIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR	9
2.2.1 <i>POLÍTICAS PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR</i> ^{[7] [8]}	9
2.2.2 <i>ESTADO ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR</i>	11
2.2.2.1 Situación energética del Ecuador	11
2.2.2.2 Infraestructura del sistema de generación ^[12]	12
2.2.2.3 Vista rápida del estado actual de las energías renovables no convencionales en Ecuador	13
2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	15
2.3.1 <i>ENERGÍA EÓLICA</i> ^{[16] [1]}	15

2.3.1.1	Aspectos generales de la energía eólica	15
2.3.1.2	El viento en relación con la energía eólica	16
2.3.1.3	Aerogeneradores ^{[1][16]}	16
2.3.1.4	Componentes de los aerogeneradores ^[1]	16
2.3.1.5	Clasificación de los aerogeneradores ^[16]	17
2.3.1.6	Parques eólicos ^[1]	18
2.3.2	<i>ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (FV)</i> ^{[18][1]}	19
2.3.2.1	Aspectos generales de la energía fotovoltaica	19
2.3.2.2	Energía fotovoltaica en relación con el sol ^[33]	20
2.3.2.3	Células fotovoltaicas y su principio de funcionamiento ^{[18][1]}	20
2.3.2.4	Tipos de células fotovoltaicas ^{[18][1]}	20
2.3.2.5	Tipos de sistemas fotovoltaicos	21
2.3.2.5.1	Sistemas fotovoltaicos autónomos ^{[18][1]}	21
2.3.2.5.2	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red ^{[1][18]}	21
2.3.2.5.3	Centrales solares fotovoltaicas ^{[1][18]}	22
2.3.3	<i>ENERGÍA BIOMASA</i> ^{[1][19][20]}	22
2.3.3.1	Generalidades	22
2.3.3.2	Origen de la energía de la biomasa	23
2.3.3.3	Fuentes y/o clasificación de biomasa	24
2.3.3.4	Tecnologías para la conversión de energía	25
2.3.4	<i>ENERGÍA GEOTÉRMICA</i>	26
2.3.4.1	Generalidades ^{[34][1]}	26
2.3.4.2	Recursos geotérmicos ^{[1][34][35]}	26
2.3.4.3	Aprovechamiento del recurso ^{[1][34]}	27
2.4	BENEFICIOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	28
2.4.1	<i>BENEFICIOS TÉCNICOS</i>	28
2.4.1.1	Aumento en la confiabilidad	28
2.4.1.1.1	Aspectos generales ^[41]	28
2.4.1.1.2	Índices de confiabilidad ^{[41][42]}	29
2.4.1.2	Aumento en la regulación de voltaje	29
2.4.1.2.1	Aspectos generales ^[37]	29
2.4.1.2.2	Tipos de variación de voltaje ^[38]	30
2.4.1.2.3	Formas de regular las variaciones lentas de voltaje	31
2.4.1.2.4	Beneficios que se obtiene por el aumento de la regulación de voltaje ^[39]	32
2.4.2	<i>BENEFICIOS ECONÓMICOS SOCIALES Y AMBIENTALES</i>	33
2.4.3	<i>DESCRIPCIÓN DE LOS BENEFICIOS POR TECNOLOGÍA</i>	34
2.4.3.1	Beneficios de la energía eólica	34
2.4.3.1.1	Beneficios económicos ^{[16][25]}	34
2.4.3.1.2	Beneficios ambientales ^{[1][16][25]}	34
2.4.3.1.3	Impactos ambientales ^{[1][16][24]}	35

2.4.3.2	Beneficios de la energía fotovoltaica	35
2.4.3.2.1	2.4.3.2.1 Beneficios técnicos ^[27]	35
2.4.3.2.2	Beneficios económicos ^{[1] [28]}	36
2.4.3.2.3	Beneficios ambientales ^[1]	36
2.4.3.2.4	Impactos ambientales ^[1]	37
2.4.3.3	Beneficios de la energía de biomasa.....	37
2.4.3.3.1	Desventajas técnicas ^[20]	37
2.4.3.3.2	Beneficios económicos ^{[30] [31]}	38
2.4.3.3.3	2.4.3.3.3 Desventajas económicas ^[32]	39
2.4.3.3.4	Beneficios ambientales ^{[1] [30]}	39
2.4.3.3.5	Impactos ambientales ^[1]	39
CAPÍTULO 3	41
ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS Y DETERMINACIÓN DE PUNTOS BASE PARA EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS BENEFICIOS EN LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES	41
3.1	LINEAMIENTOS PARA LA PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE BENEFICIOS TÉCNICOS.....	41
3.1.1	<i>GENERALIDADES</i>	41
3.1.2	<i>GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)</i>	42
3.1.2.1	Definición	42
3.1.2.2	Tipos de GD	43
3.1.2.3	Análisis del impacto de la GD en los sistemas eléctricos ^{[45] [46] [47] [48]}	43
3.1.2.3.1	Reducción de pérdidas.....	43
3.1.2.3.2	Aumento de la confiabilidad	44
3.1.2.3.3	Mejora en la calidad de la energía eléctrica	44
3.1.2.3.4	Mejora en los niveles de voltaje	45
3.1.2.3.5	Otras consideraciones respecto a la GD	45
3.1.2.3.6	Aspectos negativos de la GD	46
3.1.2.3.7	Impacto en función de la cantidad de GD en el sistema eléctrico	47
3.1.3	<i>CRITERIOS NECESARIOS EN EL DESARROLLO LA PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA</i>	48
3.1.4	<i>BASES DE LA PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS TÉCNICOS</i>	50
3.1.4.1	Introducción.....	50
3.1.4.2	Descripción general de la configuración de los sistemas de distribución	52
3.1.4.2.1	Introducción	52
3.1.4.3	Análisis de la confiabilidad de los sistemas de distribución con GD	54
3.1.4.3.1	Introducción ^[53]	54
3.1.4.3.2	Índices de confiabilidad ^[50]	55

3.1.4.3.3	Métodos para calcular la confiabilidad en los sistemas de distribución	59
3.1.4.3.4	Aspectos básicos de confiabilidad con relación a la probabilidad ^[52]	61
3.1.4.3.5	Método basado en fallo y análisis de los efectos ^[52]	64
3.1.4.3.6	Método Analítico y método de Simulación (Monte Carlo) ^[53]	66
3.1.4.3.7	Método de evaluación utilizando la GD como respaldo de energía ^[55]	72
3.1.4.3.8	Método de evaluación utilizando el método de MARKOV para calcular la confiabilidad del sistema	74
3.1.4.3.9	Algoritmo base para la evaluación de confiabilidad para la propuesta metodológica de beneficios técnicos	79
3.1.4.4	Análisis de la calidad de voltaje en los sistemas de distribución con GD	82
3.1.4.4.1	Introducción	82
3.1.4.4.2	Criterios de evaluación	82
3.1.4.4.3	Aspectos básicos de la evaluación de calidad de voltaje para la propuesta de la metodología de beneficios técnicos ^[59]	84
3.2	CONSIDERACIONES PARA EL DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA DE BENEFICIOS ECONÓMICOS, SOCIALES Y AMBIENTALES ^[61]	85
3.2.1	INTRODUCCIÓN	85
3.2.2	BASES DE LA METODOLOGÍA	87
3.2.2.1	EXTERNALIDADES ^{[62], [63]}	90
3.2.2.1.1	Generalidades	90
3.2.2.1.2	Breve descripción de metodologías de externalidades ^[62]	91
CAPÍTULO 4	92
PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS BENEFICIOS DE LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES	92
4.1	INTRODUCCIÓN	92
4.2	ESTRUCTURA DE LA METODOLOGÍA	92
4.3	METODOLOGÍA DE BENEFICIOS TÉCNICOS	93
4.3.1	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	93
4.3.1.1	Introducción	93
4.3.1.2	Algoritmo propuesto	94
4.3.1.2.1	Modelado de la red de distribución	94
4.3.1.2.2	Como determinar la confiabilidad	95
4.3.2	EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE VOLTAJE ^[59]	97
4.3.2.1	VPII	98
4.3.2.2	LLRI	99
4.3.2.3	Algoritmo para determinar los beneficios de calidad de voltaje	100
4.3.2.4	Índices adicionales de beneficios respecto a los sistemas eléctricos ^[60]	100
4.3.2.4.1	Índice de pérdidas de potencia activa y reactiva	101
4.3.2.4.2	Índice de caída de voltaje máximo	101

4.3.2.4.3	Capacidad de reserva de los conductores	102
4.3.2.4.4	Corto circuito trifásico y monofásico a tierra	103
4.4	PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA DE BENEFICIOS ECONÓMICOS, AMBIENTALES Y SOCIALES ^[61]	104
4.4.1	INTRODUCCIÓN.....	104
4.4.2	ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN ^[72]	104
4.4.2.1	Análisis LCOE ^[61]	105
4.4.3	CÁLCULO DE EXTERNALIDADES ^[63]	106
4.4.3.1	Introducción.....	106
4.4.3.2	Generalidades de la metodología ^[64]	107
4.4.3.3	Contaminantes en la generación de energía.....	108
4.4.3.4	Metodología de Externalidades	109
4.4.3.4.1	Metodología Análisis de Ciclo de Vida	109
4.4.3.4.2	Metodología Vías de Impacto; Estimación de emisiones a la atmósfera....	111
4.4.3.4.3	Otras consideraciones ^[61]	115
4.4.4	PROCEDIMIENTO DE LA METODOLOGÍA.....	115
CAPÍTULO 5	116
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS BENEFICIOS EN LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLE	116
5.1	INTRODUCCIÓN	116
5.2	EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA LA METODOLOGÍA DE BENEFICIOS TÉCNICOS .	116
5.2.1	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	116
5.2.1.1	Datos de la central	117
5.2.1.2	Aspectos de la evaluación	117
5.2.1.3	Cálculo de la confiabilidad del alimentador Zapotal	118
5.2.1.3.1	Representación del alimentador.....	118
5.2.1.3.2	Datos del alimentador requeridos para el cálculo de confiabilidad	118
5.2.1.3.3	Cálculo de los índices de confiabilidad del sistema	118
5.2.1.3.4	Análisis del cálculo de los índices de confiabilidad del sistema.....	125
5.2.1.3.5	Cálculo del valor de la energía no suministrada	127
5.2.2	EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE VOLTAJE	128
5.2.2.1	Datos de la central	128
5.2.2.2	Cálculos	128
5.3	EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA LA METODOLOGÍA DE BENEFICIOS ECONÓMICOS, AMBIENTALES Y SOCIALES.....	136
5.3.1	INTRODUCCIÓN.....	136
5.3.2	ANÁLISIS DEL COSTO DE PRODUCCIÓN: ANÁLISIS LCOE.....	136
5.3.3	ANÁLISIS DE LAS EXTERNALIDADES	139
5.3.3.1	Introducción.....	139

5.3.3.1.1 Evaluación del impacto ambiental mediante el método de Ciclo de vida, en la fase de operación de la central.....	139
5.3.3.1.2 Evaluación del impacto ambiental producto de las emisiones, mediante el método Vías de impacto, en la fase de operación de la central.....	140
CAPÍTULO 6	142
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	142
6.1 CONCLUSIONES.....	142
6.2 RECOMENDACIONES	144
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	146
ANEXOS	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación fuentes primarias de energía.....	4
Figura 2.2 Clasificación fuentes primarias de energía.....	5
Figura 2.3 Clasificación Energías Renovables.....	5
Figura 2.4 Capacidad instalada por tecnología hasta el año 2012 ^[4]	7
Figura 2.5 Producción global de energía renovable ^[6]	8
Figura 2.6 Organigrama MEER ^[8]	10
Figura 2.7 Consumo energético en Ecuador en 2012 ^[11]	11
Figura 2.8 Centrales de generación renovable ^[12]	12
Figura 2.9 Capacidad instalada del SNI a Enero de 2014 ^[13]	13
Figura 2.10 Producción de energía eléctrica a Enero de 2014 ^[13]	13
Figura 2.11 Partes de un aerogenerador ^[17]	17
Figura 2.12 Clasificación de aerogeneradores ^[16]	18
Figura 2.13 Parques eólicos terrestres y marinos.....	19
Figura 2.14 Sistemas fotovoltaicos: autónomo y conectado a la red.....	21
Figura 2.15 Central solar fotovoltaica.....	22
Figura 2.16 Biomasa como energía.....	23
Figura 2.17 Fuentes de Biomasa.....	24
Figura 2.18 Conversión y formas de energía ^[23]	25
Figura 2.19 Esquema de una campo geotérmico.....	27
Figura 2.20 Tipos de fenómenos Electromagnéticos ^[38]	31
Figura 2.21 Métodos de regulación de voltaje ^[37]	31
Figura 2.22 Equilibrio del CO ₂ ^[30]	37
Figura 3.1 Tipos de configuraciones para la conexión de GD a la red, usando electrónica de potencia ^[48]	44
Figura 3.2 Curva: “Hosting Capacity”.....	47

Figura 3.3 Representación del sistema de distribución.....	53
Figura 3.4 Representación sistema de distribución radial.....	53
Figura 3.5 Representación malla y combinado radial y malla.....	54
Figura 3.6 Representación anillo.....	54
Figura 3.7 Tasa de fallos de un componente en función del tiempo.....	56
Figura 3.8 Ciclo opera-falla-opera de un elemento.....	63
Figura 3.9 Diagrama unifilar de RBTS.....	66
Figura 3.10 Alimentador F1 de la barra 6 del RBTS. ^[53]	67
Figura 3.11 Estado de un componente ^[53]	70
Figura 3.12 Historial de estados de un componente ^[53]	71
Figura 3.13 Sistema de distribución radial para ejemplificar el método ^[55]	72
Figura 3.14 Segmentos de la potencia de salida de GD con energía solar ^[56]	75
Figura 3.15 Diagrama de transición de los 2 estados de GD ^[56]	79
Figura 3.16 Diagrama de flujo de la evaluación de confiabilidad los sistemas de distribución con GD renovable ^[56]	80
Figura 3.17 Enfoque general de la metodología de beneficios económicos ^[61]	89
Figura 4.1 Estructura de la metodología.....	93
Figura 4.2 Esquema general para el cálculo de externalidades ^[64]	107
Figura 4.3 Participación de impactos en la externalidad de generación eléctrica..	111
Figura 4.4 Participación de impactos en la externalidad de generación eléctrica.....	112
Figura 5.1 Diagrama unifilar simplificado ubicación seccionador para el alimentador Zapotal.....	120
Figura 5.2 Diagrama unifilar simplificado ubicación de seccionadores para el alimentador Zapotal.....	123
Figura 5.3 Gráfico comparativo de los índices.....	127

Figura 5.4 Gráfico costo de la energía no suministrada.....	128
Figura 5.5 Resultados del índice VPPI.....	131
Figura 5.6 Resultados del índice LLRI.....	132
Figura 5.7 Resultados del índice ILP e ILQ.....	133
Figura 5.8 Resultados del índice ICV.....	134
Figura 5.9 Resultados del índice ICR.....	134

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Aplicación general de las ER en el mundo ^[2]	6
Tabla 2.2 Capacidad instalada (GW) por tecnología hasta el año 2035 ^[5]	8
Tabla 2.3 Extracto de las políticas y lineamientos estratégicos del gobierno ecuatoriano con relación a las energías renovables ^[7]	10
Tabla 2.4 Centrales de generación eléctrica a diciembre de 2012 ^[12]	12
Tabla 2.5 Componentes de un aerogenerador ^[16]	17
Tabla 2.6 Procesos de conversión de en energía biomasa ^[1]	25
Tabla 2.7 Aprovechamiento de la energía geotérmica ^[34]	27
Tabla 2.8 Rangos de variación de voltaje ^[37]	30
Tabla 3.1 Tipos de tecnologías para GD.....	43
Tabla 3.2 Índices de rendimiento ^[49]	51
Tabla 3.3 Tabla de probabilidad de capacidad de una unidad de GD con ER ^[56]	76
Tabla 4.1 Categorías de impacto ambiental ^[64]	110
Tabla 4.2 Algunos de los efectos de los contaminantes ^[64]	112
Tabla 5.1 Datos de la central del ejemplo.....	117
Tabla 5.2 Datos del sistema del ejemplo.....	118
Tabla 5.3 Evaluación Confiabilidad si central de ER para el ejemplo.....	120
Tabla 5.4 Evaluación de la confiabilidad para el caso 1.....	122
Tabla 5.5 Evaluación de la confiabilidad para el caso 2.....	125
Tabla 5.6 Cuadro comparativo de los índices.....	126
Tabla 5.7 Costo de la energía no Suministrada.....	127
Tabla 5.8 Ejemplo de cálculo de índice VPIL.....	130
Tabla 5.10 Resultados del índice LLRI.....	131
Tabla 5.11 Resultados del índice ILP e ILQ.....	132

Tabla 5.12 Resultados del índice ICV.....	133
Tabla 5.13 Resultados del índice ICR.....	134
Tabla 5.14 Resultados del índice ISC3 e ISC1.....	135
Tabla 5.15 Datos para el cálculo de LCOE ^[68]	136
Tabla 5.16 Datos para el cálculo de LCOE ^[68]	137
Tabla 5.17 Datos para el cálculo de LCOE ^{[69][70][61]}	138
Tabla 5.18 Comparación del LCOE y beneficios.....	138

RESUMEN

En el presente trabajo o Proyecto de Titulación se muestra una metodología que permite determinar los beneficios en la operación de las centrales de energías renovables (ER). Además muestra el proceso del desarrollo de la metodología a través del análisis de diferentes tópicos con el fin de establecer bases acerca de ciertas evaluaciones de diferentes parámetros que son necesarias realizar, todas estas evaluaciones constituyen o forman a la metodología o procesos necesarios para determinar los beneficios de las centrales de ER mencionados.

La metodología determina los beneficios desde el punto de vista de dos aspectos, estos son: aspectos técnicos y económicos, aunque dentro de los aspectos económicos están inherentes aspectos ambientales y sociales. Cada uno de estos aspectos tiene varios enfoques de evaluación que permiten en si la determinación global de los beneficios anteriormente mencionados.

Finalmente se presenta un ejemplo de aplicación de la metodología, se trata de la evaluación de la central fotovoltaica “La Libertad” de 995 kW de capacidad ubicada en la provincia de Santa Elena. Mediante este análisis se obtienen importantes conclusiones.

PRESENTACIÓN

En la literatura existen diferentes tipos de artículos acerca de estudios que están enfocados principalmente en la determinación de los impactos que se producen en los sistemas eléctricos debido a la inserción de las energías renovables o también llamadas energías alternativas. Estos estudios suelen ser bastante específicos basándose en un tema en particular. En el campo de la investigación acerca de los efectos que produce la aplicación o utilización de las energías renovables en los sistemas eléctricos los temas que pueden desarrollarse llegan a ser diversos dependiendo de la perspectiva u orientación que se tome. Estos estudios pueden realizarse sobre distintas variables como por ejemplo el tipo de sistema eléctrico (generación, distribución, transmisión, etc.) a tomar en cuenta, o el tipo de tecnología de ER, o el tipo de impacto a ser analizado.

Dentro de estos estudios, una forma de determinar los efectos de las ER es mediante evaluaciones acerca de distintos aspectos que permitan obtener los resultados deseados. Así entre los principales efectos que se producen son del tipo económico, social, técnico y ambiental, en otras palabras el papel que juegan las energías renovables a nivel global.

Por lo tanto los efectos que producen las ER no solo afectan a los sistemas eléctricos sino también a todos los aspectos que tienen relación directa o indirecta a las ER. En forma general los impactos de las ER son positivos, he ahí su continuo desarrollo, estos impactos positivos tienen que ver mayormente con aspectos ambientales, ya que su uso forma parte de la gestión para combatir el cambio climático por las propiedades limpias de estas energías.

Así los efectos pueden llegar a ser positivos o negativos, y cada efecto que se somete a un estudio tendrá un propósito. Se empezó diciendo que en la literatura existen diferentes artículos los cuales determinan los efectos que se han mencionado hasta aquí todo ello para desarrollar el preámbulo del porque es necesario el desarrollo de este artículo que a continuación se pone a consideración.

A los aspectos positivos se los puede catalogar como beneficios, así en la literatura existen artículos que determinan los beneficios de las ER, que como se mencionó anteriormente la mayor parte de ellos son los beneficios ambientales. Por lo tanto en este trabajo se desarrolla una forma para evaluar los beneficios que se producen por el uso de las ER mediante una metodología, estos beneficios no son solamente ambientales, sino también económicos y técnicos. Además adelantando el concepto que el uso de las energías renovables se da por medio de la generación de energía eléctrica por parte de las centrales generadoras.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta una descripción de lo que se desea realizar en este trabajo mediante el detalle de: los objetivos, alcance y justificación del proyecto, lo cual mostrará porque es necesario desarrollar este proyecto.

1.1 Antecedentes

La implementación o la utilización de una tecnología en general siempre debe de estar determinada por una razón bien fundamentada producto de un correcto análisis de acuerdo al campo al que pertenece dicha tecnología.

Por tal motivo a lo largo de la historia se han desarrollado métodos o metodologías que permiten desarrollar las actividades de una forma confiable y segura, que permita obtener el mejor rendimiento de la actividad que se esté llevando a cabo.

En el campo de la generación de energía eléctrica cuyo objetivo es entregar la energía que el cliente o las personas en general necesitan, se han desarrollado un sin número de estudios que tratan de cumplir con este objetivo sabiendo que el proceso mencionado abarca una gran cantidad de aspectos que no tienen que ver únicamente con la ingeniería eléctrica, sino también se incluyen otras ramas del conocimiento.

Así, enfocándose en un aspecto específico, el de la generación de energía eléctrica a través de las centrales de generación, se han desarrollado diferentes análisis, estudios o evaluaciones que tratan de determinar que tan bien se está desarrollando esta actividad hablando en términos generales sin entrar en detalle.

Uno de aquellos análisis tiene por objetivo realizar evaluaciones de la operación de las centrales generadoras, obteniendo como resultado o conclusiones los aspectos negativos o positivos que son los beneficios resultantes de la operación de las centrales de generación, otra vez hablando en términos muy generales.

1.2 OBJETIVO

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología que permita determinar los beneficios para el sistema eléctrico como resultado de la operación de centrales de generación con energías renovables frente a energías no renovables, dichos beneficios se centrará en aspectos técnicos, económicos, ambientales y sociales.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una descripción teórica del tipo de beneficios a considerarse en la metodología.
- Realizar un análisis comparativo respecto a la operación de las centrales de energía con el propósito de determinar los efectos sobre el sistema eléctrico y así poder determinar los beneficios consecuentes.
- Plantear una metodología para cuantificar los beneficios técnicos, económicos y ambientales.
- Aplicar la metodología a la evaluación de una central para ejemplificar el uso de la misma.

1.2.3 ALCANCE

Se pretende realizar una metodología para determinar beneficios técnicos económicos y ambientales en la operación de centrales de generación con energía renovable no convencional frente a otras fuentes de energía como las de combustibles fósiles, dicha metodología se aplicará a un proyecto del Ecuador con el fin de estimar los beneficios para el SNI y el mejor aprovechamiento de los recursos.

La metodología será desarrollada para determinar los beneficios de manera que pueda satisfacer las características propias de acuerdo a las capacidades con que cuenta Ecuador

1.2.4 JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO

La falta de conocimiento, o al menos un conocimiento técnico y adecuado de áreas específicas al momento de evaluar la operación de una central de generación, hace que dicha operación no sea valorada correctamente lo que conlleva a un desconocimiento del efecto sobre todo un sistema eléctrico (del alcance deseado: ciudad, país, región, etc.). Dicho conocimiento deberá ser tomado en cuenta o debe ser tomado como punto de partida para el desarrollo ya sea en la operación en la expansión del mismo, esto por parte de las autoridades públicas o también del sector privado.

Debido al auge de las energías renovables es importante determinar qué beneficios generan a partir de su utilización, por tal motivo nace la necesidad de elaborar o desarrollar una metodología que permita esto de una forma clara y sobre todo de carácter cuantitativo.

Además, debido a que en la actualidad la planeación para el desarrollo energético está basada en metodologías que toman en cuenta el aspecto del costo económico y a corto plazo de la generación de energía es necesario determinar los beneficios que las energías renovables pueden aportar de forma integral y a largo plazo para los países que deseen implementar. En este caso es necesario realizar esta metodología para determinar los beneficios que la operación de los proyectos con energía renovable puede generar en el Ecuador.

Además el campo de las energías renovables aún está en crecimiento y su desarrollo aumenta constantemente, lo que se espera es que este trabajo sea un aporte para ese fin y después de él se continúe con la investigación.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se describe el contenido teórico de forma general con relación a las centrales de energías renovables más importantes que se han venido desarrollado en la actualidad. Se hace énfasis en la descripción de los beneficios que resultan de su operación, estos beneficios son: técnicos, económicos y ambientales.

2.1 ASPECTOS GENERALES DE LAS CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES ^[1]

2.1.1 INTRODUCCIÓN

En la naturaleza existen diferentes tipos de fuentes de energías de forma natural, a estas energías se las denomina “Energías Primarias” y son aquellas que se pueden aprovechar sin la necesidad de procesos secundarios. Las energías primarias o energéticos primarios se clasifican como se muestra en la figura 2.1.

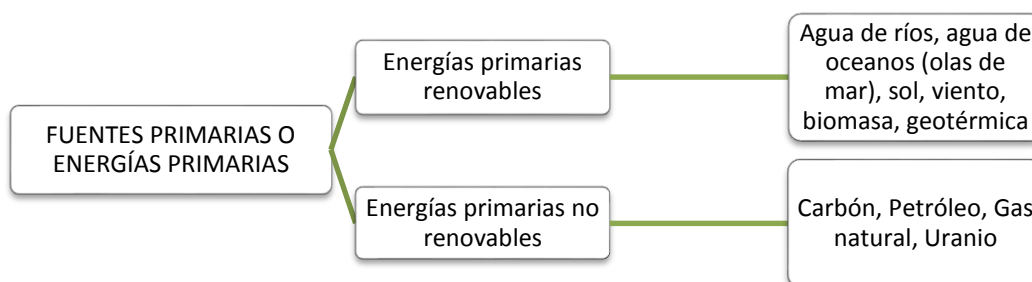


Figura 2.1 Clasificación fuentes primarias de energía

Las centrales de energías renovables son aquellas que para su operación utilizan como su nombre lo indica energías primarias renovables, dejando de lado a las energías primarias no renovables que son aquellas que generalmente se encuentran almacenadas en el interior de las capas terrestres y proceden del material orgánico que fue sepultado hace millones de años en el interior de la tierra

y se los llama combustibles fósiles, en la figura 2.2 se muestra la clasificación de las energías no renovables.

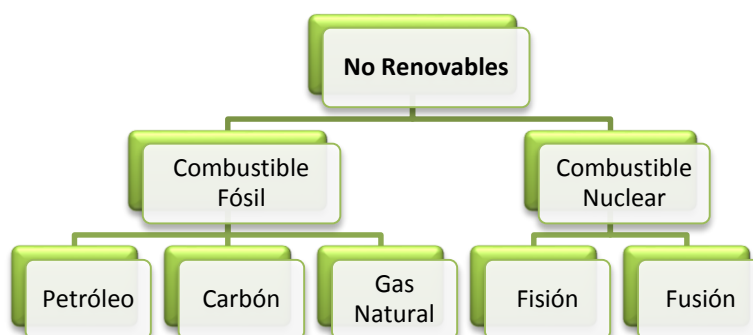


Figura 2.2 Clasificación fuentes primarias de energía

Se denominan energías renovables a aquellas que proceden de fuentes cuyo consumo es menor a su generación, es decir son fuentes inagotables que existen en la naturaleza y que se obtienen de forma directa o indirecta por acción del sol, o por el movimiento natural de la Tierra, además el uso de energía renovable no genera residuos contaminantes que puedan afectar el medio ambiente. En la figura 2.3 se muestra las fuentes de las energías renovables.

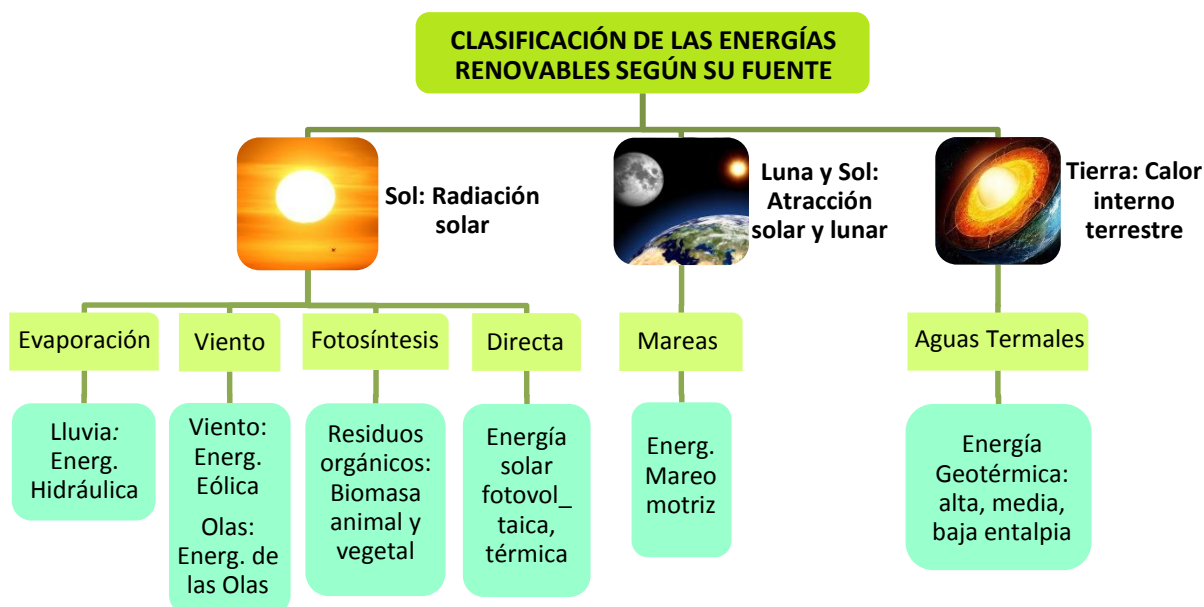


Figura 2.3 Clasificación Energías Renovables

Existen centrales de energías renovables convencionales y no convencionales, diferenciándose entre sí por el nivel de desarrollo tecnológico alcanzado, la principal energía renovable convencional es la energía hidráulica.

En la tabla 2.1 se observa de forma general las aplicaciones energéticas según las energías renovables.

Aplicaciones	Fuentes/tecnologías
Electricidad	Eolo-eléctrica
	Solar fotovoltaica en red
	Concentración solar
	Grandes hidroeléctricas
	Pequeñas hidroeléctricas
	Bioenergía
	Geo-termoeléctrica
Calor	Calentadores solares de agua
	Bioenergía
	Geotermia
Combustibles líquidos	Bioetanol
	Biodiesel

Tabla 2.1 Aplicación general de las ER en el mundo (tomado de [2])

En general a las centrales de energías renovables se les denomina simplemente energías renovables o por sus siglas **ER**.

2.1.2 DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO ^{[3][4]}

Las energías renovables han tenido un desarrollo sostenido desde hace algunas décadas atrás. Su importancia está determinada por el papel favorable que desempeñan en relación al cambio climático, y su contribución energética frente al desabastecimiento de combustibles fósiles en un futuro.

El tema de energías alternativas como solución para el cambio climático fue tratado en el “*Protocolo de Kioto*”, y como consecuencia de estos acuerdos internacionales, los distintos países han tratado de promover el desarrollo de las ER.

En los años más recientes las tecnologías que alcanzaron un mayor grado de desarrollo a nivel mundial son las eólicas y fotovoltaicas, este crecimiento se ha podido llevar a cabo gracias al apoyo de políticas gubernamentales cuya finalidad

ⁱ “El Protocolo de Kioto (1997) sobre el cambio climático es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de al menos un 5 %, dentro del periodo que va de 2008 a 2012, en comparación a las emisiones a 1990.” Fuente: Wikipedia

es la correcta incursión en el mercado y reducción de costos de las tecnologías de ER, por ejemplo los módulos solares han tenido una considerable reducción de costos lo que permite su utilización en proyectos a pequeña y gran escala. La energía eólica ha crecido considerablemente, por ejemplo de 18 GW de capacidad instaladaⁱⁱ en el año 2000, a 240 GW hacia finales del año 2011 a nivel mundial.

Otras tecnologías que tienen un desarrollo importante son las energías: geotérmica y biomasa.

A pesar del desarrollo expuesto, el porcentaje de utilización de energías renovables en el mundo aún es baja: en 2009 solo el 19.3% de la generación de electricidad a nivel mundial fué conseguida con fuentes renovables, mientras que en 2012 esta cifra aumento a un 23% (4,892 TWh) teniendo un 26% de capacidad instalada (1,471 GW).

En los siguientes: figura y cuadro, se representa la capacidad instalada de centrales de energía renovable en el mundo, desde el año 2000 hasta una proyección para el año 2035.



Figura 2.4 Capacidad instalada por tecnología hasta el año 2012 ^[4]

ⁱⁱ Capacidad instalada se refiere a la cantidad total de potencia de generación conectada a la red de un Sistema Eléctrico^[9]

Energía	2015	%*	2020	%	2025	%	2030	%	2035	%
Hidráulica	1119	68.4	1271	61.9	1410	56.3	1520	51.5	1602	46.6
Eólica	358	21.9	535	26.1	703	28.1	862	29.2	1035	30.1
Solar FV	57	3.5	110	5.4	197	7.9	294	10.0	406	11.8
Biomasa	75	4.6	98	4.8	134	5.4	184	6.2	244	7.1
Solar de alta concentración	10	0.6	17	0.8	30	1.2	52	1.8	91	2.6
Geotérmica	16	1.0	21	1.0	27	1.1	34	1.15	42	1.2
Mareomotriz	0	0.0	1	0.05	2	0.08	6	0.2	17	0.5
Total global ER	1635		2053		2503		2952		3437	
% de ER con respecto al total global de generación eléctrica	27.47		31.20		34.83		37.52		39.90	

%* correspondiente al total de las energías renovables

Tabla 2.2 Capacidad instalada (GW) por tecnología hasta el año 2035
(Fuente: elaboración propia en base a [5])

Se puede observar que existe un crecimiento de las energías renovables, teniendo en cuenta que la energía hidráulica aumenta en su capacidad instalada pero no en el mismo porcentaje que las otras tecnologías.

En la figura 2.5 se presenta la producción global de energía renovable en TWh y en porcentajes respecto a la energía total generada.

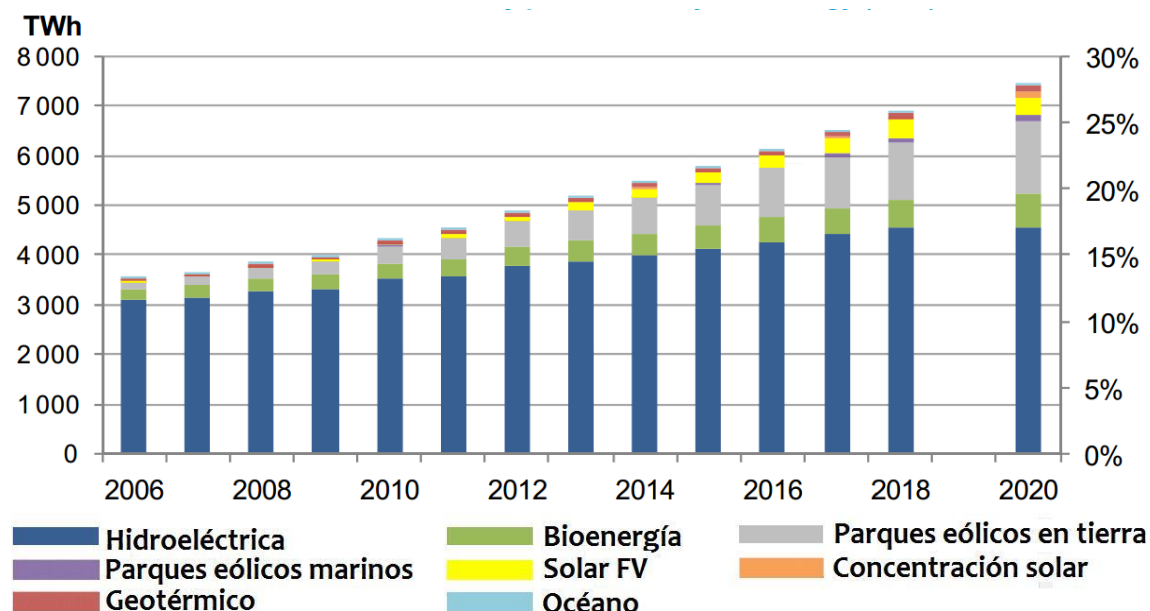


Figura 2.5 Producción global de energía renovable [6]

2.2 PERSPECTIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR

2.2.1 POLÍTICAS PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR ^[7] ^[8]

El gobierno ecuatoriano es el encargado de establecer las políticas que permiten el desarrollo energético en el Ecuador, dichas políticas se expresan en un documento denominado “Plan Nacional del Buen Vivir”ⁱⁱⁱ que contiene el programa de trabajo y planificación que el gobierno ecuatoriano desea implementar en su periodo electoral, estableciendo políticas que conlleven a sus objetivos.

De acuerdo a este plan, entre las directrices que conciernen al área de generación eléctrica, se encuentra una mayor participación, incremento y representatividad de las energías renovables sostenibles, convencionales como la hidroeléctrica y no convencionales como la fotovoltaica, eólica, biomasa, geotérmica y mareomotriz. Además contiene otros aspectos de interés como el cambio de la matriz energética y la eficiencia energética, estos lineamientos van en pos de fortalecer el sistema energético nacional. Se establece como objetivo que para el año 2030 entre el 80% y 90% de toda la electricidad generada corresponda a la energía renovable, incluyendo a la hidroeléctrica, reduciendo así de forma progresiva el uso de generación termoeléctrica. Con lo cual se logrará; una sostenibilidad económica y ambiental, el fortalecimiento del sistema eléctrico (generación, transmisión, y subtransmisión), y que las energías renovables no convencionales (**ERNC**) se conviertan en una alternativa sostenible a largo plazo.

En la tabla 2.3 se detalla algunas de las políticas referentes al desarrollo de la energía renovable contenido en el “Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017”.

Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental territorial y global	
7.7.	Promover la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles como medida de prevención de la contaminación ambiental

ⁱⁱⁱ El Plan Nacional del buen vivir es un programa de trabajo por parte del Gobierno del Ecuador, en los periodos 2013-2017, desarrollado por la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – Senplades. Este contiene las políticas de gobierno que se representan en un conjunto de 12 objetivos.

a.	Implementar tecnologías, infraestructuras y esquemas tarifarios, para promover el ahorro y la eficiencia energética en los diferentes sectores de la economía.
b.	Promover investigaciones para el uso y la generación de energías alternativas renovables, bajo parámetros de sustentabilidad en su aprovechamiento.
c.	Reducir gradualmente el uso de combustibles fósiles en el transporte y sustituir los vehículos convencionales, fomentando la movilidad sustentable.
d.	Elaborar un inventario de fuentes y demanda de energías renovables y no renovables, así como de sus emisiones, incorporando alternativas tecnológicas.
7.8.	Prevenir, controlar y mitigar la contaminación ambiental en los procesos de extracción, producción, consumo y pos consumo
7.10	Implementar medidas de mitigación y adaptación al cambio climático para reducir la vulnerabilidad económica y ambiental con énfasis en grupos de atención prioritaria
Objetivo 11: Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica	
11.1	Reestructurar la matriz energética bajo criterios de transformación de la matriz productiva, inclusión, calidad, soberanía energética y sustentabilidad, con incremento de la participación de energía renovable
a.	Aprovechar el potencial energético basado en fuentes renovables, principalmente de la hidroenergía, en el marco del derecho constitucional al acceso al agua y de la conservación del caudal ecológico
h.	. Cuantificar el potencial de recursos de energías renovables para generación eléctrica.
t.	Fortalecer la investigación científica en los ámbitos energéticos, de industrias básicas y de generación y uso sustentable de energía renovable, para la industria, los hogares, el transporte y la producción

Tabla 2.3 Extracto de las políticas y lineamientos estratégicos del gobierno ecuatoriano con relación a las energías renovables (tomado de [7])

El gobierno central ecuatoriano propone estos objetivos mediante el mandato constitucional siendo cumplido por todos los entes del sector eléctrico.

El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) es el ente rector de la energía eléctrica y se encarga de la formulación de normativas y elaboración de planes de desarrollo y políticas sectoriales. En la figura 2.6 se muestra de forma resumida las entidades del sector eléctrico ecuatoriano.

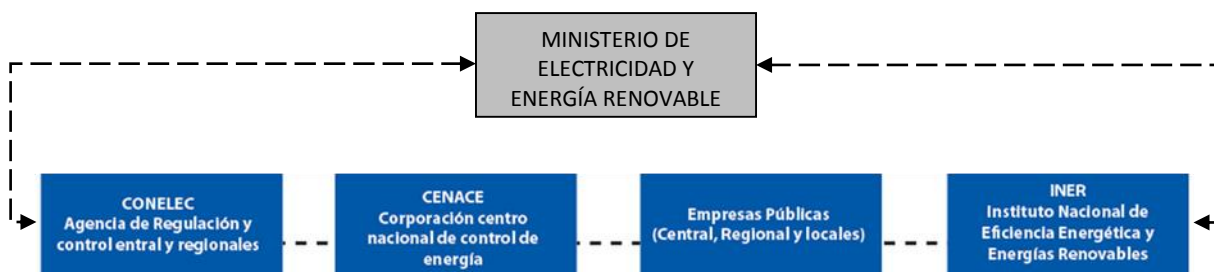


Figura 2.6 Organigrama MEER [8]

Dentro del MEER, la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética es la que se encarga de: “promover y proponer la implementación de políticas,

estrategias, proyectos y acciones tendientes a desarrollar y aplicar planes de energía renovable y el uso eficiente de la misma.” [10] Y tiene 3 direcciones:

- Dirección Nacional de Eficiencia Energética
- Dirección Nacional de Energía Renovable
- Dirección de Biomasa y Cogeneración

2.2.2 ESTADO ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR

2.2.2.1 Situación energética del Ecuador

La mayor cantidad de fuentes energéticas que se utiliza en Ecuador son los hidrocarburos^{iv} fósiles, los cuales para el año 2012 suplieron un 79% de la energía consumida debido principalmente a la participación del transporte de carga pesada y liviana. Mientras que la energía eléctrica abasteció un 10%. En la figura 2.7 se muestra el consumo energético del país.

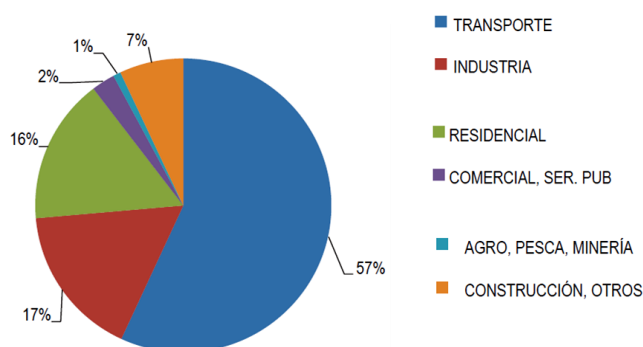


Figura 2.7 Consumo energético en Ecuador en 2012 (tomado de [11])

La creación de proyectos necesarios para satisfacer la demanda de energía eléctrica lo establece el gobierno ecuatoriano mediante un mandato constituyente específicamente el “Mandato Constituyente No 15”. Así se desarrollan los diferentes proyectos hidroeléctricos, térmicos, eólicos y geotérmicos. Además de otros proyectos de generación con recursos privados de ERNC [12].

^{iv} “Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno.” Fuente: Wikipedia

2.2.2.2 Infraestructura del sistema de generación ^[12]

A finales de 2012 Ecuador tiene una potencia efectiva instalada aproximadamente de 4,500 MW correspondiente a todas las centrales de generación, 2,378 MW son de centrales hidroeléctricas. Se estima que para el año 2021 existan 7,472 MW de capacidad total instalada, con 5,037 MW por generación hidroeléctrica, 2,348 MW por termoeléctricas y 86 MW por ERNC ^[7]. Para tener una mejor perspectiva se describe las centrales de generación existentes a diciembre de 2012 en la tabla 2.4.

TIPO DE CENTRAL	CANTIDAD	CAPACIDAD	PROPIETARIO	CENTRALES MÁS IMPORTANTES RESPECTO A SU CAPACIDAD
Hidroeléctrica	16	Grande Mediana Pequeña [1-1100] MW	Estatales	- Paute (1100 MW) - San Francisco (216 MW) - Daule Peripa (213 MW)
	39	Pequeñas	Empresas de distribución Municipios Empresas privadas	- Mazar (163 MW) - Agoyán (156 MW)
Térmicas	Más de un centenar	Mediana Pequeña	Empresas generadoras, distribuidoras, industria privada, petroleras	- Electroquil (181 MW) - G. Zevallos TV2-TV3 (146 MW) - Jaramijó (138.5 MW) - Esmeraldas (131 MW)

Tabla 2.4 Centrales de generación eléctrica a diciembre de 2012

(Fuente: elaboración propia en base a [12])

Las centrales existentes de ERNC a diciembre de 2012 se muestran en la figura 2.8.

No.	EMPRESA	CENTRAL * ERNC	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)
1	ECOELECTRIC	ECOELECTRIC	3	35,20	110,84
2	SAN CARLOS	SAN CARLOS	4	30,60	87,72
3	ECUDOS	ECUDOS A - G	4	27,60	97,80
4	GENSUR	VILLONACO	11	16,50	-
Total			22	109,90	296,35

* ERNC: Energía Renovable No Convencional Incorporada al S.N.I.

Figura 2.8 Centrales de generación renovable (tomado de [12])

En las figuras 2.9 y 2.10, se presenta el resumen en cuanto a la generación de energía eléctrica para inicios de 2014.

1. Capacidad efectiva en generación		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2,236.62	43.83%
	Solar	4.90	0.10%
	Eólica	19.56	0.38%
	Turbovapor	93.40	1.83%
Total Energía Renovable		2,354.49	46.14%
No Renovable	MCI	1,326.33	25.99%
	Turbogas	973.90	19.09%
	Turbovapor	448.24	8.78%
Total Energía No Renovable		2,748.47	53.86%
Total Capacidad Instalada		5,102.96	100.00%

Figura 2.9 Capacidad instalada del SNI a Enero de 2014 (tomado de [13])

2. Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	10,807.27	45.04%
	Eólica	61.26	0.26%
	Fotovoltaica	1.90	0.01%
	Térmica Turbopapor (1)	289.35	1.21%
Total Energía Renovable		11,159.78	46.51%
No Renovable	Térmica MCI	6,271.12	26.14%
	Térmica Turbogás	3,101.84	12.93%
	Térmica Turbopapor	2,661.31	11.09%
Total Energía No Renovable		12,034.27	50.16%
Total Producción Nacional		23,194.05	96.67%
Interconexión	Colombia	798.99	3.33%
	Perú	-	0.00%
	Importación	798.99	3.33%
Total Producción Nacional + Importación		23,993.04	100.00%

Figura 2.10 Producción de energía eléctrica a Enero de 2014 (tomado de [13])

2.2.2.3 Vista rápida del estado actual de las energías renovables no convencionales en Ecuador

La energía renovable más desarrollada en la actualidad y con mayor porcentaje de participación en la matriz energética es la hidroeléctrica, que además tiene un gran potencial de crecimiento debido a los proyectos que se planean construir en el futuro. Sin embargo las ERNC tienen poco desarrollo siendo una de sus principales razones el costo de inversión de las mismas y por el *“poco interés privado y público para invertir en un ambiente con poca seguridad y estabilidad jurídica”*^v

En cuanto a fuentes energéticas, el Ecuador tiene recursos considerables como la energía eólica, solar, biomasa, etc.

^v Ing. Alfredo Mena, Director Ejecutivo de la (CIE) [14].

“La energía eólica tiene un potencial a tomar en cuenta en algunas zonas del país, gracias a la existencia de la Cordillera de los Andes y a la cercanía del océano Pacífico”^{vi}. Sin embargo este recurso es poco conocido y explorado por la falta de registros de las mediciones necesarias. Existe la central de Villonaco en Loja con una potencia de 16.5 MW y proyectos como Salinas en Imbabura con 10 MW, Huascachaca en el límite de Azuay y Loja con 50 MW y San Cristóbal en Galápagos con 2.4 MW. ^[15]

En cuanto al recurso solar se puede decir que es satisfactorio debido a la incidencia perpendicular de los rayos solares durante todo el año, por lo tanto la radiación solar es constante variando solamente por condiciones climatológicas. Para el aprovechamiento de este recurso existe el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica” una importante herramienta desarrollado por la CIE^{vii} y publicado por el CONELEC, en el existen datos como la cuantificación del potencial solar. Existen diferentes proyectos, como el proyecto de bombeo solar para Tanlahua y Rumiucho, el proyecto fotovoltaico Cóndor Solar, proyecto fotovoltaico Montecristi, etc.

En cuanto a biomasa existen varias centrales que utilizan principalmente el bagazo de la caña de azúcar. Existen otros recursos como residuos de cuezco, raquis, fibra de la palma aceitera; tamo y cascarilla de arroz, cascara de café y cacao, el aceite de piñón, de higuera y de micro algas, residuos de plantaciones de plátano, maíz, estiércol de las vacas y los cerdos, etc. El Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuicultura y Pesca y el CIE han realizado el levantamiento de cierta información concerniente a cultivos utilizados en producción de biomasa en el Ecuador. Así mismo como las otras energías existen varios proyectos ^{[14] [15]}

Otro tipo de energía es el calor subterráneo procedente de volcanes como el Tufiño, Chalupas, Chacana, Chachimbiro.

^{vi} Plan Maestro de Electrificación ^[12]

^{vii} Corporación para la Investigación Energética

2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En este apartado se describirá aspectos básicos de las ERNC, sin entrar en mayores detalles. Las energías a describir son: eólica, solar fotovoltaica, biomasa y geotérmica.

2.3.1 ENERGÍA EÓLICA ^{[16][1]}

La energía eólica es la energía más sólida y eficaz de las ERNC, entre una de las principales razones se puede mencionar el amplio desarrollo tecnológico, alcanzando niveles importantes de industrialización convirtiéndose en una fuente energética importante que sigue creciendo en varios países del mundo

2.3.1.1 Aspectos generales de la energía eólica

La energía eólica utiliza la energía cinética del viento para transformarla en energía mecánica y posteriormente a energía eléctrica.

Debido al calentamiento irregular de la Tierra causado por la incidencia de rayos solares, masas de aire sobre la tierra adquieren diferentes temperaturas provocando que corrientes de aire calientes asciendan y frías desciendan, formando así el viento.

La energía cinética se convierte en energía mecánica a través del giro del eje de una turbina eólica que transmite el torque mecánico al rotor de un generador eléctrico.

El uso de la energía eólica depende del recurso eólico existente y del generador eléctrico que para esta tecnología se lo denomina aerogenerador, por lo tanto es necesario realizar una evaluación del recurso, siendo de suma importancia el desarrollo de modelos de predicción, y simulación del comportamiento del viento, y de tener aerogeneradores fiables por lo que se hacen grandes esfuerzos, todo esto en pos de conseguir la mayor cantidad de energía eólica posible, en términos técnicos y económicos.

2.3.1.2 El viento en relación con la energía eólica

El viento en una zona específica adquiere características particulares que dependen de la situación geográfica, el clima, la topografía y las irregularidades del terreno. Para el diseño de sistemas eólicos es necesario conocer aspectos como velocidad media del viento, distribuciones temporales, etc. Para este fin se utilizan estaciones de medida, siendo el principal instrumento el anemómetro que se lo utiliza como sensor. Además es necesario tener dispositivos de registro y almacenamiento de datos.

2.3.1.3 Aerogeneradores ^{[1][16]}

Los aerogeneradores son máquinas que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica.

Su principio de funcionamiento se basa en el movimiento de las aspas por acción del viento, asemejándose a los antiguos molinos de viento.

La velocidad de las aspas puede ajustarse y regularse, y en el caso de que haya viento excesivo estas adoptaran una posición en la cual la velocidad de giro se reduzca. Los aerogeneradores modernos funcionan con una velocidad de viento mínima de aproximadamente 4m/s, se obtienen mejores rendimientos con vientos entre 11.11 y 13.13 m/s dejando de funcionar con vientos de 27 m/s. Los lugares ideales para la instalación son aquellos en los que el promedio anual de la velocidad es de al menos 5.83 km/h.

El rendimiento de los aerogeneradores, es decir que cantidad de energía cinética puede ser convertida a energía eléctrica, está determinada por la Ley de Betz, la cual enuncia que la máxima cantidad de energía aprovechable que se puede obtener de los aerogeneradores es del 59%, sin embargo ya en valores reales este valor está en el rango de 40 a 50%.

2.3.1.4 Componentes de los aerogeneradores ^[1]

Los aerogeneradores en su conjunto o sistema deben realizar tres funciones básicas: captación de energía cinética, transformación a energía mecánica y

generación de energía eléctrica. En la tabla 2.5 y en la figura 2.11 se puede apreciar los componentes principales de un aerogenerador ^[16]:

Componentes	Descripción
Rotor	Está compuesto por las palas que están unidas al buje el cual está acoplado al eje de transmisión de baja velocidad del aerogenerador, que a su vez está conectado con el multiplicador el cual convierte a alta velocidad el giro necesario para la generación
Góndola	Una especie de carcasa construida de forma aerodinámica que contiene el generador, el multiplicador y los sistemas hidráulicos de control, orientación y freno.
Torre	Soporta la góndola y el rotor. La altura de la torre depende del tamaño del rotor, por ejemplo ^[17] la torre ENERCON E-82 E4 tiene una potencia nominal de 3000 kW con un diámetro del rotor de 82 m y la altura de la torre es 78 a 84m.

Tabla 2.5 Componentes de un aerogenerador
(Elaboración propia en base a [16])

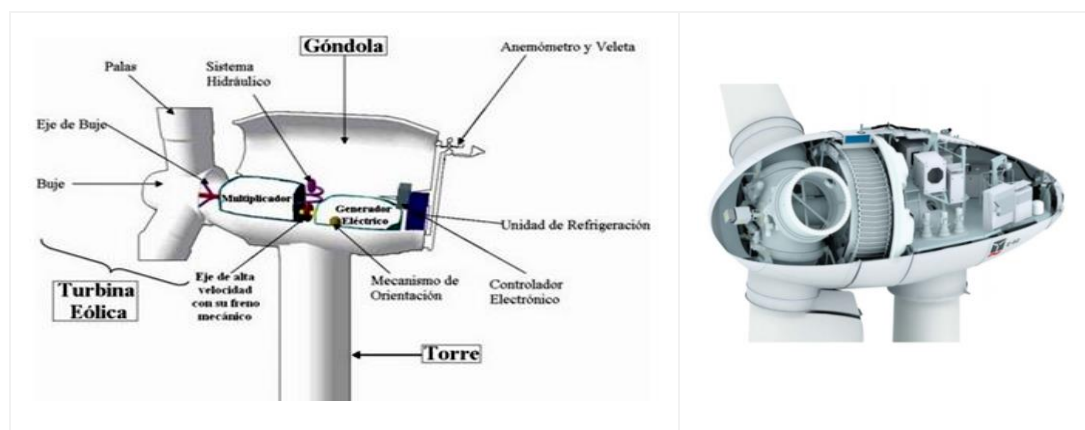


Figura 2.11 Partes de un aerogenerador ^[17]

2.3.1.5 Clasificación de los aerogeneradores ^[16]

Se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros mostrados en la figura 2.12.

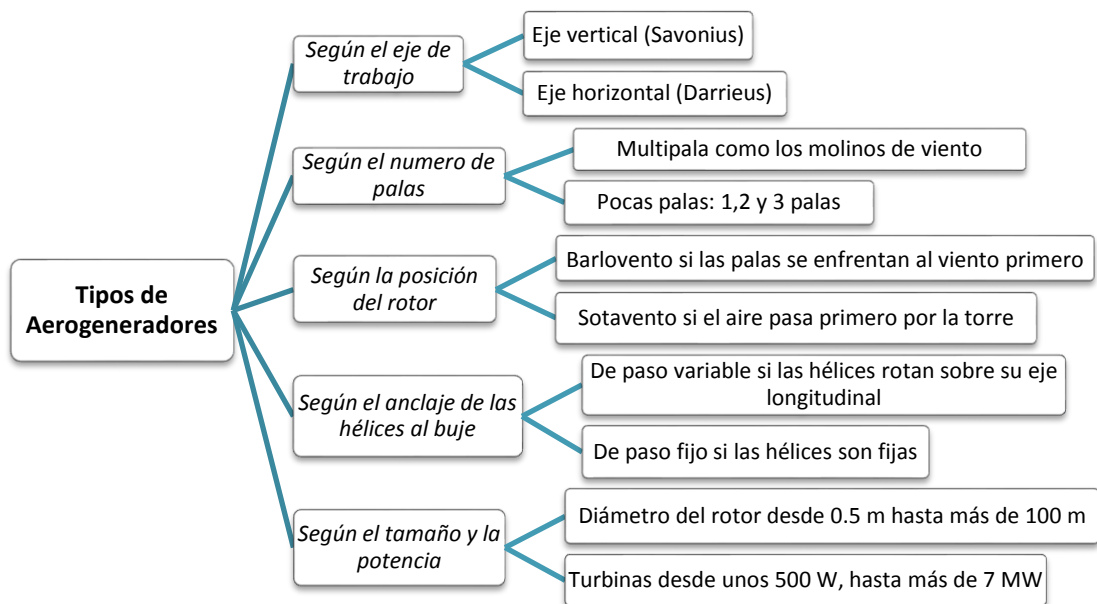


Figura 2.12 Clasificación de aerogeneradores (Elaboración propia en base a [16])

2.3.1.6 Parques eólicos ^[1]

El objetivo de los parques eólicos es suministrar energía eléctrica a la red de transmisión o distribución y su producción está en el orden de varios MW.

Son instalaciones en las que se emplean más de un aerogenerador, interconectados eléctricamente con líneas eléctricas generalmente de medio voltaje alrededor de los 20 kV, cada aerogenerador posee un transformador que eleva su voltaje, posteriormente este voltaje es elevado en una S/E.

Para la construcción de un parque eólico se requiere un estudio detallado y riguroso del potencial eólico, y estará constituido de infraestructuras civil, eléctrica y de control.

Existen parques eólicos en el mar (off-shore), el emplazamiento de parques eólicos en el mar tiene condiciones favorables en cuanto al recurso del viento, esto supone un aumento del 20% en la producción de electricidad al año ^[26].



Figura 2.13 Parques eólicos terrestres y marinos

2.3.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (FV) [18][1]

La energía solar como es obvio utiliza la energía del sol que incide sobre el planeta en forma de luz y calor, para poder captarla es necesario tener instalaciones especializadas. Existen tres tipos de aplicaciones solares que se han desarrollado para este objetivo.

- Instalaciones solares térmicas
- Instalaciones solares fotovoltaicas
- Instalaciones solares termoeléctricas

Las instalaciones solares térmicas utilizan la energía calorífica del sol por medio de equipos que transmiten el calor, siendo el calentador solar el principal. Se emplean en calefacción de casas, edificios etc., y en el calentamiento de agua para uso doméstico o recreación como en baños, piscinas, etc.

Las instalaciones solares termoeléctricas aprovechan el calor del sol por lo general temperaturas de (200 a 1000) °C para obtener vapor de agua a alta presión que mueven a las turbinas de generadores eléctricos.

2.3.2.1 Aspectos generales de la energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica se basa en la incidencia de radiación solar sobre paneles fotovoltaicos compuestos de células fotovoltaicas, donde la energía luminosa se transforma en energía eléctrica.

La energía fotovoltaica se puede aplicar para: suministrar energía eléctrica en zonas aisladas, suministrar energía en redes eléctricas, aplicaciones específicas: energía para satélites, relojes, calculadoras, etc.

2.3.2.2 Energía fotovoltaica en relación con el sol ^[33]

Para conseguir una conversión eficiente de energía solar a eléctrica es necesario de paneles o módulos solares que deben tener una inclinación y orientación adecuada para que la superficie del panel reciba la mayor cantidad de energía solar posible, esto depende de: la orientación de la superficie del panel, el tiempo de uso anual, estacional, etc. y la aplicación específica que tendrá el panel.

Para determinar la cantidad de energía solar que llega a la superficie del panel es necesario realizar una predicción de la energía que ha recibido el sitio deseado para ubicar el panel, basado en datos históricos que posteriormente deben ser procesados para obtener un modelo de valores radiación.

Estos estudios son necesarios para el diseño y construcción de centrales de energía solar fotovoltaica mediante cálculos y modelos específicos. Además es necesario conocer datos importantes sobre radiación solar, irradiancia e irradiación.

2.3.2.3 Células fotovoltaicas y su principio de funcionamiento ^[18] [1]

La energía fotovoltaica se fundamenta en el efecto fotovoltaico, basándose en el efecto fotoeléctrico, por lo tanto para tener energía FV es necesario de células fotovoltaicas, que son estructuras que están construidas con materiales semiconductores.

2.3.2.4 Tipos de células fotovoltaicas ^[18] [1]

Las células fotovoltaicas son construidas utilizando algunas tecnologías y materiales, siendo el silicio (Si) el principal material. Sin embargo en la naturaleza no existe silicio puro sino en forma de óxido (SiO_2) por lo que el silicio tiene diferentes grados de pureza, como el silicio de grado metalúrgico y silicio de grado electrónico o solar. Según el grado de purificación, existen algunos tipos comerciales de silicio como el silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio "Ribbon", silicio amorfo, micro-silicio.

La eficiencia de las células FV por lo general es baja, las celdas monocristalinas (15 - 18%) son las más eficientes, seguidas por las policristalinas (12-15%) y amorfo (10%). Mientras los mejores paneles monocristalinos superan ligeramente el 20%,

la mayoría de los paneles en producción hoy captan alrededor del 15% de la energía disponible de la luz.

2.3.2.5 Tipos de sistemas fotovoltaicos

2.3.2.5.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos ^{[18][1]}

Son sistemas utilizados para suministrar energía eléctrica donde la red principal o de distribución no puede proporcionar la energía, esto es generalmente en poblaciones aisladas, sectores rurales, etc. En los sistemas autónomos se debe tener baterías para el almacenamiento de energía.

2.3.2.5.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red ^{[1][18]}

Son sistemas que operan en paralelo a la red eléctrica, constan de uno o varios generadores fotovoltaicos acoplados a un inversor. Existen pequeños sistemas con la generación de pocos kW, y grandes sistemas con una generación de varios MW. El consumo de energía es directo y también es posible entregar a la red. Los componentes básicos de un sistema fotovoltaico son módulos fotovoltaicos, inversor y contador de energía bidireccional. En la figura 2.14 se muestra la configuración básica de este tipo de sistemas.

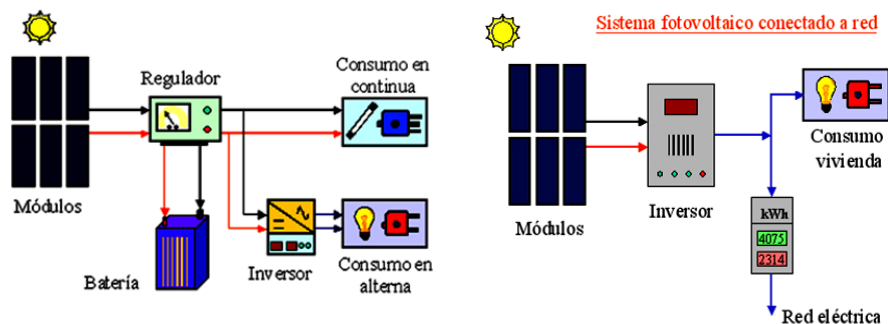


Figura 2.14 Sistemas fotovoltaicos: autónomo (izq.), conectado a la red (der)

Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por la interconexión en serie de varias células fotovoltaicas que de aumentan la corriente y el voltaje, además de esta manera se consigue el ensamblaje y la protección de las células que son frágiles y eléctricamente no aisladas. Los módulos generan corriente continua.

2.3.2.5.3 Centrales solares fotovoltaicas ^[1][18]

Son instalaciones cuya finalidad es generar energía eléctrica para su comercialización a las empresas distribuidoras. Se caracterizan por ser instalaciones grandes para optimizar la producción. Estas centrales o plantas fotovoltaicas ocupan una gran cantidad de terreno. Pueden ser plantas estáticas o con seguidores solares, con estas últimas se obtiene entre un 15% a un 35% más de energía.

Además existen centrales denominadas *huertos solares*, que son agrupaciones de instalaciones solares FV individuales pertenecientes a diferentes propietarios ubicados en un mismo terreno, reduciendo así los costos de instalación, mantenimiento y vigilancia.

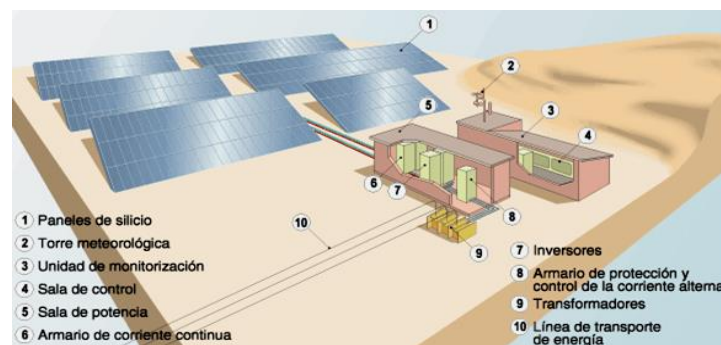


Figura 2.15 Central solar fotovoltaica

2.3.3 ENERGÍA BIOMASA ^[1][19][20]

2.3.3.1 Generalidades

La energía de la biomasa forma parte de la bioenergía. La biomasa es la materia orgánica producida por organismos vivos mediante procesos biológicos. La biomasa se origina de las plantas mediante el proceso de fotosíntesis, y de todos los animales. Por lo tanto la biomasa está formada por todos los residuos orgánicos existentes.

A la biomasa se la puede catalogar como un sistema de almacenamiento de energía solar en forma de energía química ^[21]. Como fuente de energía puede

proveer electricidad y calor pero necesita ser transformada existiendo diferentes métodos.

Existe una gran cantidad de biomasa en toda la superficie de la Tierra aunque solo se usa una mínima cantidad para fines energéticos como combustible, ya que también es usada para obtener comida, forraje y fibra, además tiene algunos inconvenientes para su desarrollo como lo son sus elevados costos de recolección, de transporte, etc.

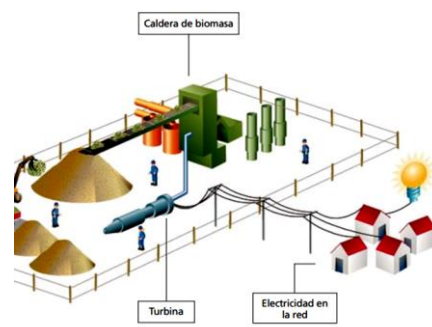


Figura 2.16 Biomasa como energía

A la biomasa con fines energéticos, se la puede clasificar en: [22]

- Biomasa primaria, se obtiene directamente de un ecosistema natural.
- Biomasa secundaria o residual, es el residuo o subproducto de la actividad humana.

2.3.3.2 Origen de la energía de la biomasa

La biomasa comprende toda la materia viva existente en la biósfera de la tierra, pero en términos de energía, biomasa son los recursos biológicos ya sean animales o vegetales para obtener un combustible^{viii} energético o biocombustible^{ix}. En la figura 2.17 se observa de forma simplificada el origen de la biomasa.

viii Combustible: Que puede arder, que arde con facilidad (tomado de Diccionario de la Real Academia Española)

ix Biocombustible se refiere a cualquier material orgánico ya sea sólido, líquido o gas que se produce en plantas o que son el resultado de residuos industriales, comerciales, domésticos o agrícolas

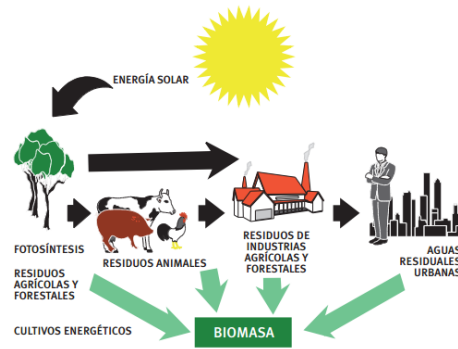


Figura 2.17 Fuentes de Biomasa

2.3.3.3 Fuentes y/o clasificación de biomasa

Biomasa natural: Corresponde a los materiales de bosques y selvas, es decir toda clase de vegetación.

Biomasa residual: Son los residuos que se generan por ciertas actividades ya sea ganadera, agrícola, etc. Se tiene los siguientes tipos de biomasa residual:

- Residuos ganaderos procedentes de animales vivos o muertos.
- Residuos agrícolas herbáceos o leñosos.
- Residuos forestales procedentes de montes y bosques, o residuos de la industria maderera.
- Residuos industriales, procedentes de industrias forestales, agroalimentarias y agrícolas.
- Aguas residuales urbanas.
- Residuos sólidos urbanos (RSU), comprende la basura

Cultivos energéticos son cultivos específicos cuyo fin es el “*aprovechamiento energético obteniendo la máxima cantidad de energía por unidad de superficie con el menor coste posible*” [22]. Se clasifican en: [1] [22]

- Cultivos tradicionales usados con fines alimenticios y energéticos. Por ejemplo: la remolacha, cereales, caña de azúcar, etc.
- Cultivos acuáticos, principalmente algas
- Cultivos óptimos para la obtención de combustibles líquidos, por ejemplo la palma africana.

- Cultivos óptimos para la obtención de combustibles sólidos por ejemplo cultivos herbáceos como mostaza, etíope, cardo, etc. Y cultivos forestales chopo, sauce, etc.

2.3.3.4 Tecnologías para la conversión de energía

Existen varias tecnologías para obtener la energía de la biomasa, éstas dependen de las características de los diferentes tipos de materiales que conforman la biomasa. Algunos materiales pueden emplearse como combustibles directamente y otros necesitan una serie de procesos.

De la biomasa a partir de la combustión directa se puede obtener calor el cual es empleado para calefacción y vapor que utilizan las centrales eléctricas, o se puede obtener combustible sólido, líquido o gaseoso mediante ciertos procesos. Inicialmente los materiales de biomasa son recogidos y sometidos a tratamientos como trituración, molienda, secado, etc.

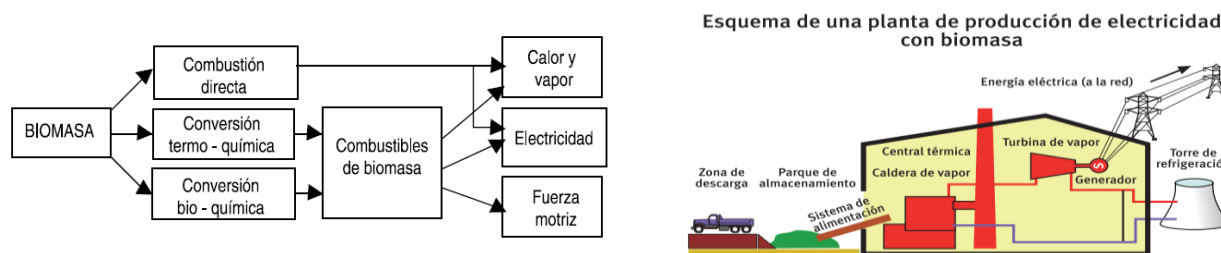


Figura 2.18 Conversión y formas de energía [23]

En la tabla 2.6 se describen los procesos más importantes.

Procesos		Ejemplos de productos resultantes
Combustión directa		Energía calorífica para calefacción o para producir vapor para generar Electricidad.
Procesos termoquímicos	Gasificación	Combustible de baja calidad como el gas gasógeno que se puede utilizar en centrales de turbinas de vapor
	Pirólisis	Productos como carbón vegetal, combustible líquido y combustible gas.
Procesos biológicos	Digestión anaerobia	Biogás (contiene dióxido de carbono y metano), puede ser usado para calentamiento, para calderas de combustión de vapor y como combustible para motores de combustión interna como el generador eléctrico.
	Fermentación alcohólica	Biocombustibles como metanol y etanol que se pueden usar en motores.
Procesos para el tratamiento de los residuos sólidos urbanos		Energía calorífica, se utiliza para producir vapor de agua empleado en las turbinas de vapor.

Tabla 2.6 Procesos de conversión de en energía biomasa (Elaboración propia en base a [1])

2.3.4 ENERGÍA GEOTÉRMICA

2.3.4.1 Generalidades^[34] [1]

La energía geotérmica es aquella que se obtiene por la transformación de la energía térmica (el calor en la corteza terrestre) en energía eléctrica o directamente en calor. El potencial térmico que tiene la Tierra se debe al calor acumulado en su núcleo durante la formación del planeta hace millones de años y a las “*radiaciones emitidas por la desintegración atómica de elementos químicos radiactivos*” [1].

El calor en la corteza terrestre se debe a una ascensión vertical de flujo de calor desde las capas más profundas de la tierra, más precisamente del Manto hacia la corteza en general, el cual posteriormente se despeja en la atmosfera. Existen puntos anormales denominados como “zonas calientes” con temperaturas superiores a los 5°C por cada 100 m de profundidad mientras que en áreas normales la temperatura es (3°C/100 m). Las zonas calientes están ubicadas en fondos marinos y en regiones donde existe actividad volcánica y sísmica como bordes continentales o cadenas montañosas.

2.3.4.2 Recursos geotérmicos^[1] [34] [35]

El recurso geotérmico es aquella porción de calor existente en el interior de la Tierra que puede ser aprovechado adecuadamente de forma técnica y económica. A este recurso se le denomina yacimiento geotérmico y puede tener diferentes temperaturas altas, medias y de baja entalpia.

Un yacimiento geotérmico hidrotermal se forma por un proceso en el cual el agua presente en la superficie terrestre se filtra cientos o miles de metros bajo tierra por grietas o fracturas, en ese trayecto se encuentra con lechos de rocas porosas y el agua al circular por esos poros forman los “acuíferos”, al estar ubicados en zonas calientes el agua se calienta hasta alcanzar altas temperaturas convirtiéndose en vapor.

Un yacimiento geotérmico de rocas secas calientes son aquellos que no existe agua como portador de energía, se encuentra formado por rocas impermeables a alta temperatura^[36]. En la figura 2.19 se muestra el esquema de un campo geotérmico.

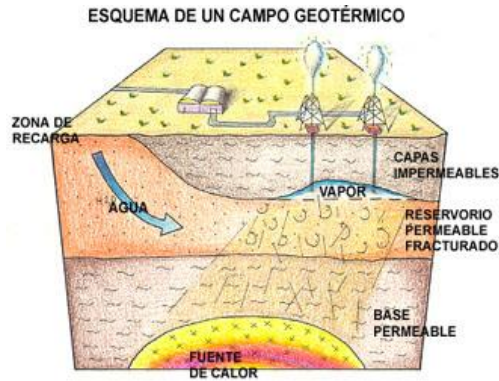


Figura 2.19 Esquema de una campo geotérmico

2.3.4.3 Aprovechamiento del recurso ^{[1] [34]}

La energía geotérmica puede ser utilizada para la obtención de energía eléctrica y calor mediante vapor de agua y agua.

La explotación de la energía geotérmica se efectúa mediante yacimientos geotérmicos obteniendo pozos de producción.

En yacimientos hidrotermales el agua caliente puede filtrarse a la superficie de forma natural formando fumarolas, solfataras y geiseros, para la extracción de esta energía es necesario realizar perforaciones en el suelo para extraer el agua, el vapor y una mezcla de ambos.

En el caso de yacimientos de roca caliente es necesario introducir agua de forma artificial realizando perforaciones para obtener agua caliente.

En la tabla 2.7 se muestra los usos más comunes de la energía geotérmica.

Fuentes	Temperatura [°C]	Usos	Ejemplos
Vapor saturado	Mayor a 150	Generación Eléctrica	Mediante una turbina de vapor
	100-150	Procesos Industriales	Evaporación de soluciones concentradas, secado de madera, producción de fertilizantes, etc.
Agua Caliente	10-100	Usos térmicos y agrarios	Calefacción domiciliaria, procesos por fermentación, etc.
		Usos de aguas templadas	Centros de esparcimiento como balearios

Tabla 2.7 Aprovechamiento de la energía geotérmica

(Elaboración propia en base a [34])

2.4 BENEFICIOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables proporcionan varios beneficios, estos beneficios son técnicos, económicos, sociales y ambientales.

2.4.1 BENEFICIOS TÉCNICOS

Para determinar los beneficios técnicos que presentan las energías renovables es necesario realizar una investigación adecuada, en este trabajo estos beneficios se presentan de forma más detallada en capítulos posteriores, sin embargo surgen dos conceptos que servirán como punto de partida para el dicho desarrollo, estos son:

- Aumento en la confiabilidad
- Aumento en la regulación de voltaje

A continuación se describirán conceptos generales para estos dos temas.

2.4.1.1 Aumento en la confiabilidad

2.4.1.1.1 Aspectos generales ^[41]

La confiabilidad del suministro según [41] es una característica que define a la calidad del suministro de energía eléctrica, y es *“una medida en términos de continuidad y cuantificada a través de la frecuencia y duración de las interrupciones.”*

Para lograr niveles adecuados de confiabilidad la empresa ya sea generadora, transportadora o distribuidora deberá ejercer una correcta planificación de operación, expansión y/o mantenimiento.

Para cuantificar la confiabilidad de un sistema eléctrico se puede utilizar índices de carácter probabilístico. La utilización de los índices depende de la cualidad que se quiera cuantificar para las particularidades de cada sistema eléctrico. Por ejemplo se pueden usar para hacer una comparación entre distintas alternativas en la expansión del sistema en pos de una adecuada planificación.

2.4.1.1.2 Índices de confiabilidad ^[41] ^[42]

Los índices de confiabilidad son usados con el fin de obtener valoraciones cuantitativas y son el resultado de la construcción de modelos matemáticos basados en la probabilidad de los sistemas eléctricos para la predicción de la confiabilidad, tomando en cuenta eventos pasados. Así se obtienen medidas e índices de confiabilidad que permiten una evaluación de un sistema eléctrico para el perfeccionamiento del mismo. “*Estos índices cuantificadores hacen referencia a la frecuencia y duración de fallas o cortes de energía eléctrica.*”^[44]

Los índices se usan para ^[43]:

- Comparar con estándares establecidos y aceptar o rechazar el dispositivo o sistema.
- Evaluar y comparar distintas alternativas.
- Corrección o refuerzo de las partes débiles de un sistema.
- Realizar la planificación, diseño y operación del sistema teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos.

2.4.1.2 Aumento en la regulación de voltaje

2.4.1.2.1 Aspectos generales ^[37]

Se entiende por regulación de voltaje a la normalización de los valores de voltaje que deben usarse para una correcta operación que no afecte al aislamiento de los diversos equipos conectados en cualquier punto de la red eléctrica. Logrando una mayor seguridad y calidad de servicio.

Un concepto importante es la caída de voltaje, que se produce por:

- La circulación de la corriente, más precisamente por la variación^x de la componente reactiva de la corriente a través de los conductores desde la generación hacia la carga

^x La corriente tiene una variación debido al consumo irregular de potencia

- Pérdidas de potencia
- Flujos de potencia reactiva

Esto produce una variación de valores de voltaje en diversos puntos del sistema.

De acuerdo a la regulación de voltaje, existen valores aceptables de voltaje los cuales se encuentran en un rango llamado “banda de regulación”. Estos rangos difieren dependiendo del sistema. En la tabla 2.8 se muestran estos rangos.

Tipo de sistema	Variación [%]
Bornes de generación	± 5
Sistema de transmisión	Límite superior: +10
	Límite inferior: -10, -12, -15
Sistema de distribución	Menor a ± 5
	± 8

Tabla 2.8 Rangos de variación de voltaje
(Elaboración propia en base a [37])

2.4.1.2.2 Tipos de variación de voltaje ^[38]

Existen muchos fenómenos que conciernen a variaciones de voltaje, ya sea en amplitud o en frecuencia, y que pertenecen a los fenómenos electromagnéticos definidos por la Norma IEEE Estándar 1159-1995. En la figura 2.20 se muestra los tipos de fenómenos electromagnéticos. Estos fenómenos determinan la calidad de la energía eléctrica y son de los siguientes tipos:

- “Variaciones en el valor RMS del voltaje o la corriente”
- “Perturbaciones de carácter transitorio”
- “Deformaciones en la forma de onda”

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
TRANSIENTES			
IMPULSIVOS			
Nanosegundos	5 ns rise	< 50 ns	
Microsegundos	1 µs rise	50 ns - 1 ms	
Millisegundos	0.1 ms rise	> 1 ms	
OSCILATORIOS			
Baja Frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media Frecuencia	5 - 500 kHz	20 µs	0 - 8 pu
Alta Frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 µs	0 - 4 pu
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
INSTANTÁNEAS			
Sag (Valles)		0.5 - 30 cycles	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		0.5 - 30 cycles	1.1 - 1.8 pu
MOMENTÁNEAS			
Interrupciones		0.5 cycles - 3 s	< 0.1 pu
Sag (Valles)		30 cycles - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		30 cycles - 3 s	1.1 - 1.4 pu

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
TEMPORALES			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Sag (Valles)		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
DISTORSIÓN DE FORMA DE ONDA			
Desplazamiento de C.D.		Estado Estable	0 - 0.1%
Armónicos	0 - 100th H	Estado Estable	0 - 20%
Interarmónicos	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
Hendiduras		Estado Estable	
Ruidos	Banda - ancha	Estado Estable	0 - 1%
FLUCTUACIONES	< 25 Hz	intermitente	0.1 - 7%
VARIACIONES DE FRECUENCIA		< 10 s	

Figura 2.20 Tipos de fenómenos Electromagnéticos
(Tomado de la Norma IEEE Estándar 1159 de 1995 [38])

Los fenómenos relacionados con la regulación de voltaje pertenecen a variaciones de larga duración, estas son variaciones de bajo voltaje y sobrevoltaje pueden ser:

- Previsibles, debido a cambios periódicos de consumo que se puede observar en la curva demanda eléctrica horaria.
- Aleatorias, producto de la conexión y desconexión de la carga en cualquier instante del día.

Los fenómenos de corta duración están relacionados con fallas de sistema y otros aspectos [37].

2.4.1.2.3 Formas de regular las variaciones lentas de voltaje

“El objetivo de la regulación de voltaje es tratar de mantener el modulo del voltaje lo más cerca posible al valor nominal, sin tener en cuenta el desfase fasorial del voltaje.” [37]

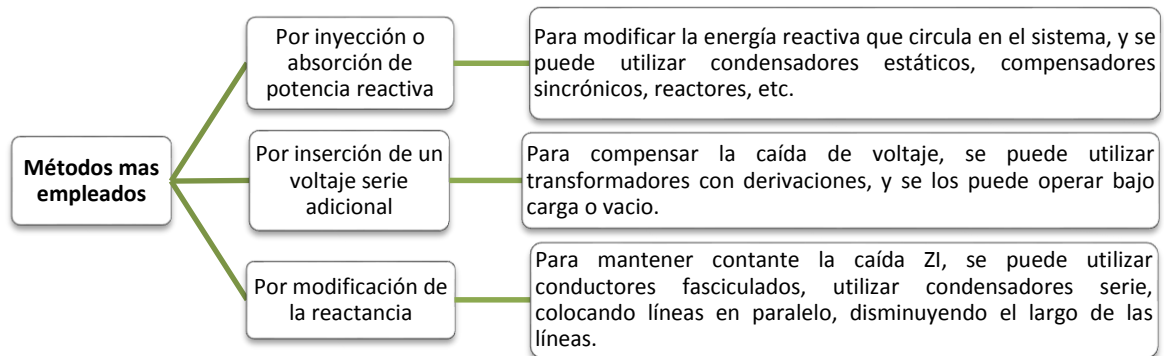


Figura 2.21 Métodos de regulación de voltaje [37]

En la figura 2.21 se presenta los métodos más empleados en la regulación de voltaje.

Estos métodos pueden determinar una regulación continua, cuasi-continua, intermitente, y fija.

El control de la regulación de voltaje difiere según el tipo de sistema. Para redes de transmisión donde el efecto resistivo (R/X) no tiene gran incidencia se hace un control mediante el aumento o disminución de potencia reactiva directamente desde las centrales de generación. Mientras que en redes de distribución se toma en cuenta el factor resistivo ya que son sistemas mucho más mallados, existen diferentes tipos de conductores (aéreos o subterráneos), etc. En este caso la forma de realizar el control sobre la variación de voltaje se realiza mediante el *“cambio de etapas o tomas en los transformadores con regulación en carga, y en algunas ocasiones con dispositivos que consumen o generan energía reactiva, como reactancias inductivas o capacitivas en paralelo a las cargas.”*^[39].

2.4.1.2.4 Beneficios que se obtiene por el aumento de la regulación de voltaje^[39]

El aumento de la regulación de voltaje con el uso de las ER se sustenta en que las nuevas centrales deberán tener la capacidad de ejercer un control sobre la generación de potencia reactiva, de manera que estas centrales no consuman potencia reactiva, sino que puedan generarla para una aportación al sistema, permitiendo así un control sobre el voltaje. Además es necesario que todos los puntos de generación sean capaces de poder regular su propio voltaje en sus nodos.

Actualmente debido al avance de la tecnología, especialmente en la electrónica de potencia y al control avanzado dedicado a los sistemas de ER (como eólica y VF) hacen posible una operación flexible de dichas centrales obteniendo un control dinámico de voltaje en las barras del sistema y adicionalmente regulación primaria de frecuencia, es decir *“gran control de la potencia activa y de la potencia reactiva o la tensión del punto de conexión.”*^[40]

Otro punto a tomar en cuenta es la “generación distribuida”, conformada por las ERNC que por encontrarse cerca de la carga se consigue:

- Reducción de pérdidas en redes de transmisión y distribución.
- Existe control de potencia reactiva por lo tanto regulación de voltaje en sistema de distribución.

2.4.2 BENEFICIOS ECONÓMICOS SOCIALES Y AMBIENTALES

Los beneficios económicos más relevantes de las energías renovables radican en los siguientes principios según [2]:

“Reducción de los costos y los riesgos económicos de la energía”. Se puede determinar que los costos del sistema energético se reducen debido a dos factores, primero ciertas tecnologías permiten un ahorro ya que su materia prima (combustible) no tiene costo, y en segundo lugar, estas tecnologías tienen poco o nulo riesgo económico, es decir sus costos de generación permanecen constantes.

“Contribución a la soberanía energética”. El uso de ERNC permite la reducción del consumo de recursos no renovables, preservando los mismos, evitando la dependencia energética de otros países.

“Aumento de la seguridad en el abasto de energía”. A mediano y largo plazo el desabastecimiento de los combustibles fósiles crearán riesgos para el sistema energético, estas energías se constituirán en soluciones.

En cuanto a beneficios sociales, se tiene un mayor desarrollo en áreas rurales e industriales ya que estas energías pueden ubicarse cerca de estas zonas. Los beneficios se pueden resumir en [2]:

- “Mayor acceso a servicios energéticos sustentables en áreas rurales”
- “Fomento del desarrollo industrial y rural”

Entre los principales beneficios ambientales se cita [2]:

- “Mitigación del cambio climático”
- “Reducción de los impactos del sector energía sobre la salud y el medio ambiente”
- “Las energías renovables pueden contribuir a la protección de bosques y selvas”

2.4.3 DESCRIPCIÓN DE LOS BENEFICIOS POR TECNOLOGÍA

Dependiendo del tipo de tecnología se puede establecer beneficios de una forma más específica.

2.4.3.1 Beneficios de la energía eólica

Para obtener beneficios técnicos y económicos, frente a otras energías se requiere un eficiente sistema de conversión de la energía del viento.

2.4.3.1.1 Beneficios económicos ^{[16][25]}

- Reducción de recursos económicos destinados a la compra de combustibles convencionales, ya sean importados o generados en la propia región. En países de escasos recursos energéticos, la energía eólica sustituye las importaciones de combustibles fósiles, produciéndose así un gran ahorro.
- Venta de la energía eléctrica producida por los parques eólicos a un precio preferencial político que tiene como fin el incentivar las instalaciones de energías renovables.
- Aumento de plazas de trabajo y fuente de empleo
- La energía eólica es atractiva en comparación a otras tecnologías si se analiza los costes a largo plazo. Sin embargo el análisis de beneficios de costos resulta tener muchas variables y es complejo.

2.4.3.1.2 Beneficios ambientales ^{[1][16][25]}

- Reducción del consumo de energías contaminantes
- Reducción de contaminación proveniente del uso de combustibles fósiles, es decir reducción de la contaminación térmica
- No tiene ningún impacto ambiental en lo que se refiere al transporte de materia prima al no emplear tuberías, barcos, etc., evitando aspectos como tráfico, construcción de refinerías y reducción de riesgos.

- No generan ningún residuo procedente de la operación que necesite un posterior tratamiento
- El suelo no sufre grandes daños al no existir grandes movimientos de tierras, consecuentemente tampoco existe contaminación por partículas ni arrastre de sedimentos ni alteración del cauce de ríos.

2.4.3.1.3 *Impactos ambientales* ^{[11][16][24]}

- Uso del suelo para la instalación. Imposibilitado el uso de esa área para otros fines como la agricultura y ganadería.
- Impacto visual y ruido, sobre todo a poblaciones cercanas a la instalación
- Interferencias electromagnéticas debido a la reflexión de las señales de las ondas de radio y microondas en la instalación. Afectando las comunicaciones de tv, radio, telefonía celular, etc.
- Erosión por el movimiento de tierras para el trazado de los accesos, además de las excavaciones para la construcción de la cimentación.
- Muerte de aves causado por líneas eléctricas, y afectación sobre la flora y fauna en general por la destrucción de los hábitats
- Contaminación a baja escala del suelo y agua por la operación de las centrales eólicas, producido por materiales como aceites lubricantes, fluidos hidráulicos y aislantes utilizados en las turbinas.

2.4.3.2 **Beneficios de la energía fotovoltaica**

2.4.3.2.1 *Beneficios técnicos* ^[27]

- Son sistemas relativamente fáciles de instalar y sistemas muy versátiles con gran capacidad de adaptación de los requerimientos de energía. Existe instalaciones para grandes centrales o instalaciones para consumo doméstico o industrial.

- La potencia de las centrales FV tiene la capacidad de ser altamente regulable difiriendo con otras centrales debido a su inercia. Esto se debe a que los inversores actúan como gestores de red. De esta manera por ejemplo con la regulación de la potencia activa se puede estabilizar la frecuencia de la red. [27]
- Las centrales FV representan una solución en lugares donde no existe tendido eléctrico.

2.4.3.2.2 *Beneficios económicos* [1] [28]

- Costos de mantenimiento reducidos, las plantas FV a pesar de que requieren un mantenimiento constante, este es sencillo en comparación a otros sistemas. El mantenimiento se lo debe hacer en todos sus componentes.
- Los módulos fotovoltaicos tienen una larga vida, esto supera los costos de inversión.
- Genera puestos de trabajo en los lugares donde se instale.
- Los costes de la energía solar fotovoltaica presenta una baja de precio debido a factores como: políticas de promoción que incentiva la producción, evolución de la tecnología principalmente en el silicio mono y poli-cristalino, aumento en la eficiencia de los módulos y alta producción industrial. [29]

2.4.3.2.3 *Beneficios ambientales* [1]

Los sistemas FV no producen emisiones de CO₂ durante la fase de operación, tampoco ningún otro tipo de emisiones contaminantes. Se puede enumerar los siguientes beneficios:

- No genera ruido.
- Los módulos FV son reciclables y las materias primas se pueden reutilizar.
- El desmantelamiento no genera problemas.
- Con el uso de esta energía se reduce significativamente las emisiones de CO₂ debido a la sustitución de las energías convencionales.

2.4.3.2.4 Impactos ambientales ^[1]

En instalaciones FV aisladas a la red el impacto ambiental es casi nulo, el único es el impacto visual. En instalaciones FV conectadas a la red el impacto ambiental es mínimo pero se puede mencionar lo siguiente:

- Se producen emisiones indirectas de CO₂ en pequeñas cantidades aproximadamente 21 a 65 g por kWh durante la fase de producción por el gasto de combustibles fósiles.
- Existe un impacto paisajístico debido a grandes cantidades de terreno utilizado para la instalación, aproximadamente de 10 a 15 m² por cada 1000 W.
- Existe impacto ambiental en los procesos iniciales de construcción, entre los cuales están las actividades que implican movimientos de tierras y obras civiles.

2.4.3.3 Beneficios de la energía de biomasa

Los beneficios de la biomasa se dan por el remplazo de los combustibles fósiles, sin embargo los combustibles procedentes de la biomasa también producen emisiones atmosféricas pero sin el contenido de sulfuros. La biomasa vegetal en el proceso de crecimiento toma CO₂ de la atmosfera, y en el proceso de utilización produce cierta cantidad de CO₂. Es decir existe un equilibrio de las emisiones de adición y sustracción de CO₂. En la figura 2.22 se muestra el equilibrio de CO₂.

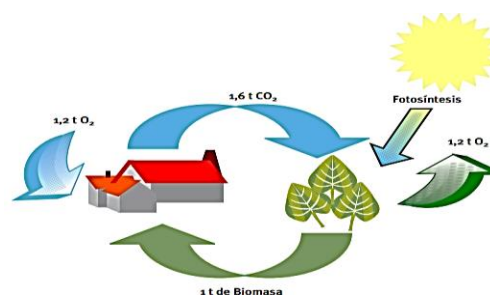


Figura 2.22 Equilibrio del CO₂ ^[30]

2.4.3.3.1 Desventajas técnicas ^[20]

- Tiene un menor rendimiento energético que las energías no renovables por lo tanto es necesario contar con grandes cantidades de biomasa provocando problemas de transporte y almacenamiento, la biomasa vegetal necesita

grandes extensiones de terrenos. Además las calderas y las turbinas de vapor tienen un rendimiento menor que las utilizadas para combustibles fósiles.

- La biomasa vegetal es de producción estacional, lo que supone que los diferentes tipos de calderas deben tener la capacidad de adaptación para trabajar con los diferentes tipos de biomasa producida en las estaciones.

2.4.3.3.2 *Beneficios económicos* ^[30]^[31]

- Mejora de las economías rurales y locales, se desarrollan nuevas actividades de trabajo en áreas rurales tales como la recolección, manipulación y transporte generando además fuentes de ingreso para industrias locales.
- En el caso de la industria agrícola y forestal se generan recursos extras al vender los residuos generados por estas actividades.
- Se amplía el mercado de los agricultores al poder utilizar sus terrenos para cultivos energéticos.
- Los costes de inversión de las centrales de biomasa son superiores a los de las energías convencionales, sin embargo en la etapa de operación estos pueden ser favorables dependiendo el tipo de aplicación.
- Se genera un ahorro ya que el precio de los combustibles provenientes de la biomasa son menores que el de los combustibles fósiles, por lo tanto se produce un ahorro de divisas^{xi}.
- La producción de la energía de biomasa está en crecimiento constante, aun en los tiempos de recesión económica

^{xi} “Una Divisa es cualquier medio de pago (cheque, transferencia, etc.) cifrado en una moneda que no sea la nacional. También se engloban en el concepto de divisa los billetes de banco extranjeros.” Fuente: dolar.wilkinsonpc.com.co

2.4.3.3.3 2.4.3.3.3 Desventajas económicas ^[32]

- Se generan gastos adicionales respecto a otras energías, debido a que en la tecnología de biomasa existen costos adicionales de recolección, transporte y almacenamiento.

2.4.3.3.4 Beneficios ambientales ^{[1][30]}

La energía presenta beneficios ambientales siempre que a esta se la explote de forma racional para que exista una reposición natural en la naturaleza, produciéndose un balance neutro de las emisiones del CO₂. Así se encuentran varios beneficios que dependen del tipo de biomasa, tipo de tecnología, y fines. Los beneficios más importantes se describen a continuación:

- Los biocombustibles reemplazan a los combustibles fósiles, sin embargo estos generan un 65% menos de CO₂.
- Por medio del proceso de recolección y tratamiento de biomasa se establece intrínsecamente un tratamiento adecuado de residuos, siendo estos potenciales contaminantes. La recolección de biomasa forestal podría ayudar a prevenir incendios. La biomasa que utiliza el proceso de digestión anaerobia permite la depuración de residuos orgánicos contaminantes por ejemplo de aguas residuales urbanas.
- Los cultivos energéticos presentan varios beneficios en la reducción de la contaminación, ya que los bio-carburantes que producen la biomasa son biodegradables y pueden a reemplazar algunos compuestos presentes en la gasolina como el plomo. Además los cultivos energéticos aumentan la retención de agua y disminuye la degradación y erosión del suelo.

2.4.3.3.5 Impactos ambientales ^[1]

La utilización de la biomasa puede generar residuos y productos contaminantes en función del tipo y tecnología aplicado.

Los residuos agrícolas, forestales e industriales producen productos tóxicos en una cantidad muy baja como el óxido de azufre, pero estos pueden ser eliminar

mediante sencillos sistemas de limpieza y filtrados de humos. También se pueden reducir óxidos nitrosos con un adecuado control de combustión.

La digestión anaerobia utilizada para residuos ganaderos, aguas residuales urbanas, etc. producen gases contaminantes como el sulfuro de hidrogeno. También se producen gases por el uso de los residuos sólidos urbanos (RSU), sin embargo en porcentajes bajos. Además se producen olores que también se los pueden mitigar con una correcta recepción y almacenamiento.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS Y DETERMINACIÓN DE PUNTOS BASE PARA EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS BENEFICIOS EN LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES

En este capítulo se describen los criterios necesarios en el desarrollo de la metodología además esto permitirá cumplir con el objetivo principal, el cual es determinar los diferentes beneficios que conlleva la operación de las centrales de energías renovables.

La base de los diferentes temas que abarcan la metodología pertenece a normas y métodos de evaluación existentes.

En este capítulo de propuesta se describen algunas metodologías utilizadas para la determinación de los beneficios requeridos, todo en pos de obtener un conocimiento general que permitirá el correcto desarrollo posterior de la metodología en sí.

3.1 LINEAMIENTOS PARA LA PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE BENEFICIOS TÉCNICOS

3.1.1 GENERALIDADES

Para la determinación de los beneficios técnicos en la operación de las centrales de energías renovables es necesario delimitar los puntos o aspectos que se analizarán y sean de interés, esto debido a la amplia gama de temas que se derivan de la operación de las centrales de ER.

Para desarrollar la metodología de beneficios técnicos en la operación de centrales de ER, en este trabajo, se propone tratar a la ER como cualquier otro tipo de

centrales de generación, como se lo haría con centrales de energías convencionales, desde esta perspectiva se puede obtener los beneficios que estas presenten de acuerdo a las características diversas y específicas de cada tipo de ER.

Según las características de las centrales de ER mencionadas en el Capítulo 2, se ha podido establecer que los beneficios reales desde el punto de vista técnico y que tienen efecto en los sistemas eléctricos, se pueden obtener considerando dos principios:

1. La posibilidad de que las ER puedan estar cerca de la carga, introduciendo el concepto de la generación distribuida.
2. El aumento de fuentes de generación.

Bajo estos parámetros se analizarán aspectos positivos y negativos estableciendo métodos necesarios para establecer una metodología. Se comienza con una descripción de la generación distribuida.

3.1.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

Es necesario determinar aspectos generales acerca de la generación distribuida para obtener un mejor entendimiento acerca de estos sistemas permitiendo el desarrollo de la metodología.

3.1.2.1 Definición

El concepto de GD no se atribuye a un autor en particular dado que existen varias definiciones en la literatura. Entonces se puede definir a la generación distribuida como aquella generación de energía eléctrica que se encuentra ubicada en el mismo lugar que la carga o cerca de ella, posibilitando la conexión directa con el consumidor y con la red de distribución o transmisión (conexión en paralelo), convirtiéndose en un medio más de generación. En cuanto a la cantidad ya sea del número de unidades generadoras o a la capacidad de generación, se la considera de baja escala diferenciándose con la generación convencional la cual se la considera a gran escala. La GD cuenta con generadores de baja capacidad,

algunos autores^{xii} señalan a estos de una potencia menor a los 100 MW. La norma: “IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” ofrece especificaciones técnicas y los requisitos de interconexión, además algunas definiciones importantes acerca de la GD.

3.1.2.2 Tipos de GD

Existen varios tipos de tecnologías que se utilizan en la GD, estas tecnologías utilizan recursos renovables y convencionales. En la tabla 3.1 se muestra las principales tecnologías de GD:

Tecnología	Recurso
Eólica Fotovoltaico Geotérmico Biomasa Mini-hidráulica	Renovable
Motores de combustión Turbinas a gas Micro-Turbinas Cogeneración	Convencional

Tabla 3.1 Tipos de tecnologías para GD

3.1.2.3 Análisis del impacto de la GD en los sistemas eléctricos ^{[45] [46] [47] [48]}

Se quiere analizar los temas relacionados con los beneficios que ofrece la GD a los sistemas eléctricos, temas como reducción de pérdidas en transmisión y distribución, aumento de confiabilidad y aumento en la calidad de la energía. Estos temas servirán para la elaboración de la metodología.

3.1.2.3.1 Reducción de pérdidas

La reducción de pérdidas ocurre tanto en los sistemas de transmisión como distribución, esto se debe a la disminución de flujos de potencia como resultado de

^{xii} Autores como “EscoVale Consultancy”: especialista del sector del Reino Unido, o CIGRE: “Conseil International des Grands Réseaux Électriques”

la conexión de la GD en las redes de distribución. En este contexto la GD tiene un efecto positivo en la circulación o flujo de potencia activa y reactiva.

3.1.2.3.2 Aumento de la confiabilidad

La incorporación de la GD a las redes eléctricas produce una mejora en el suministro de energía eléctrica, los niveles de confiabilidad mejoran en todo el sistema, resultando muy beneficioso para aquellos sistemas sensibles y para usuarios que requieren un servicio continuo sin interrupciones, además para consumidores que se encuentren en lugares aislados.

3.1.2.3.3 Mejora en la calidad de la energía eléctrica

La GD ofrece gran capacidad de control en la operación de la red debido a que posee dispositivos eficientes para este propósito. Por lo tanto los niveles en la calidad de energía mejoran, es decir mejoran aspectos como forma de onda de voltaje, frecuencia, estabilidad de voltaje, suministro de potencia reactiva y la corrección del factor de potencia.

Los sistemas de control existentes en la GD condicionan y mejoran el rendimiento de la energía que requieren tanto la red de distribución como la de transmisión. Estos sistemas están constituidos por equipos electrónicos y convierten la potencia, de ahí que se los conoce como “convertidores electrónicos de potencia.”

En la figura 3.1 se observa de forma básica las distintas opciones de conexión de los convertidores.

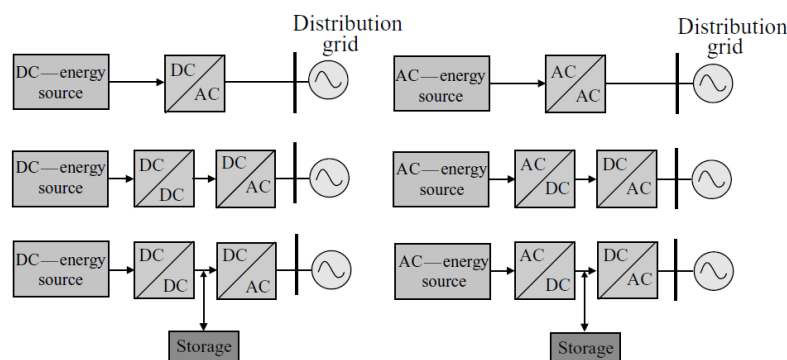


Figura 3.1 Tipos de configuraciones para la conexión de GD a la red, usando electrónica de potencia [48]

En resumen el tipo de interfaz entre los generadores y la red determina varios aspectos relacionados con la calidad de la energía suministrada, tales como controlabilidad, robustez, eficiencia, y costo.

3.1.2.3.4 Mejora en los niveles de voltaje

La mejora de los niveles de voltaje se produce cuando los voltajes que están por debajo de un rango normal de operación aumentan hasta llegar a un valor adecuado. Este aumento es posible porque la GD tiene la capacidad de inyectar flujos de potencia reactiva (VAR) a la red. Esta capacidad está determinada gracias a los sistemas de control, mencionado también en el punto anterior.

Por ejemplo en el caso de energía eólica con aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados, se puede regular el consumo y generación de potencia reactiva por medio de convertidores.

3.1.2.3.5 Otras consideraciones respecto a la GD

Un aspecto de gran importancia referente al impacto de la GD con el sistema eléctrico es la forma de conexión entre estos dos sistemas, es decir en entre las unidades de GD y la red. La forma y características de conexión tienen incidencia en un adecuado comportamiento de las unidades de generación a la hora de suministrar la energía, por lo que es necesario satisfacer ciertos requerimientos técnicos. Estos requerimientos se pueden cumplir con normativas, por ejemplo en el caso español se han promovido varias leyes y reales decretos a través del tiempo que hacen referencia a la GD. “*El Real Decreto 1699/2011*” regula la conexión de generación de baja potencia a la red, así también como la norma “*Technical Standard IEEE Std 1547*”. Estas normas hacen referencia a aspectos administrativos, económicos y técnicos para la conexión, también aspectos relacionados a los sistemas de protección.

En el campo de la GD y su operación se podrían realizar múltiples estudios o análisis sobre el impacto que tiene la GD en los sistemas, surgiendo aspectos como el impacto a la estabilidad del sistema, análisis de los elementos pertenecientes al sistema (transformadores, líneas, etc.), análisis de fallas, análisis de puestas a

tierra, sistemas de protección, armónicos, etc. Es decir de los múltiples aspectos que se relacionan a los sistemas eléctricos. No obstante para la realización de este trabajo hacer un análisis extenso de estos temas no resulta conveniente, porque el enfoque está dirigido a los beneficios de la GD, mas no al impacto total de esta.

3.1.2.3.6 Aspectos negativos de la GD

Existen varios aspectos negativos o potencialmente negativos relacionados con la GD, sin embargo estos no superan los puntos positivos o los beneficios que se obtienen de la GD.

Analizar los aspectos negativos en detalle no contribuye en gran forma para la realización de este trabajo, por lo cual solo se dará una vista breve. Entre los aspectos negativos se puede considerar lo siguiente:

- La introducción de GD tiene como consecuencia que cierta generación este fuera del control del operador del sistema, negando así al operador el control sobre la cantidad de la producción de energía necesaria para garantizar la seguridad del sistema. Es decir con la energía convencional el operador puede hacer un despacho de la generación de acuerdo a la demanda requerida, sin embargo con la GD surgen ciertos inconvenientes.
- La generación procedente de la GD con fuentes renovables tiende a ser fluctuante y por ende difícil de predecir, esto incrementa la dificultad en la planeación y operación del sistema debido a las incertidumbres existentes.
- Existen ciertos problemas relacionados a la congestión de las líneas y picos de voltaje en las redes de distribución, esto se debe al flujo bidireccional causado por la penetración de la GD. Las redes de distribución no están diseñadas para soportar un flujo bidireccional de potencia ya que generalmente el flujo de energía siempre va hacia el consumidor.
- Cuando la generación excede el consumo en el sistema de distribución, puede haber problemas de sobrecarga en alimentadores y transformadores, y sobrevoltajes en alimentadores.

A pesar de que la calidad de energía aumenta en el sistema de distribución, también puede ocurrir un aumento en las perturbaciones que afectan la calidad de potencia. Además puede ocasionar una operación incorrecta de los dispositivos de protección en el sistema.

En resumen el impacto de la GD depende de las propiedades locales del sistema, la fuente de energía y el tipo de interface utilizada.

3.1.2.3.7 Impacto en función de la cantidad de GD en el sistema eléctrico

La introducción de GD en un sistema eléctrico produce beneficios, pero existe un punto de equilibrio en el cual el rendimiento del sistema mejora a menor cantidad de GD y se deteriora a mayor cantidad de GD. En este contexto surge el concepto de “*Hosting Capacity*” que se define como: “*la cantidad de GD para los cuales el rendimiento del sistema eléctrico llega a ser aceptable o no se deteriora*” [49]. En la figura 3.2 se observa que al aumentar la cantidad de GD el rendimiento va decayendo, de esta manera aparecen rangos tolerables en cuanto a la cantidad de GD, si los valores sobrepasan el tope máximo el sistema comenzará a sufrir daños. El comportamiento de la GD relacionado con la cantidad se determina mediante esta curva y depende de la tecnología utilizada, de los sistemas de control y de los requisitos de conexión de la generación ya sean locales o regionales.

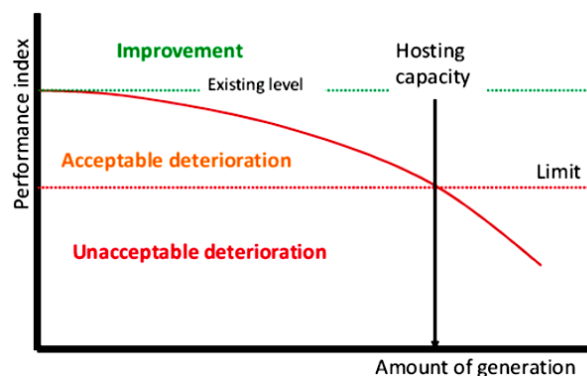


Figura 3.2 Curva: “Hosting Capacity”

3.1.3 CRITERIOS NECESARIOS EN EL DESARROLLO LA PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA

Para desarrollar la sección de “los beneficios técnicos concernientes a las energías renovables” en la metodología, es de suma importancia establecer ciertos criterios, los cuales responderán interrogantes inherentes a ellas y clarificarán el tema en torno a los beneficios de las energías renovables. Para este fin durante el desarrollo de este trabajo se obtuvieron importantes conclusiones que fundamentan tales criterios, que son necesarios para el posterior desarrollo de la metodología de beneficios técnicos.

A continuación se detallan estos criterios que están descritos en forma de pregunta y respuesta:

1. *¿Por qué el uso de las ER?*

En primera instancia se debe establecer de una forma clara y resumida el papel que juegan las energías renovables, y la razón de su continuo desarrollo. Las principales razones son:

- a. Las energías renovables son una fuente inagotable de energía, convirtiéndose en una alternativa para resolver el problema energético relacionado al desabastecimiento de combustibles y consecuentemente problemas económicos y sociales.
- b. Las energías renovables contribuyen a la solución del problema de calentamiento global dado por la utilización de combustibles fósiles y emisiones de CO₂. Siendo este un factor ambiental muy importante.

2. *¿Con la introducción de las energías renovables se generan beneficios técnicos en el sistema eléctrico?*

De acuerdo al punto anterior uno de los objetivos para el desarrollo de las ER es que estas son una fuente más de energía, cuyo fin es abastecer la demanda existente. Por lo tanto la utilización de ER puede presentar desde el punto de vista técnico, beneficios y/o desventajas, similares a los que se podrían generar si se utilizase fuentes no renovables. Todo esto tomando en cuenta solamente

a la actividad de la generación, claro está con las diferencias propias implícitas al tipo de tecnología usado. Es decir desde el punto de vista técnico lo que requiere el operador o el mismo sistema es un comportamiento regular de todos sus generadores ya sea utilizando fuentes renovables o no renovables.

3. ¿Qué tipos de energías renovables generan beneficios técnicos?

En relación con el punto 2 se concluye que la utilización de ER puede presentar beneficios o no para el sistema eléctrico, tales beneficios y/o desventajas se han expuesto en el Capítulo 2.

Cuando se menciona a las ER en la literatura en diferentes publicaciones o en diferentes ámbitos ya sea en proyectos de comerciales o de investigación, etc., por lo general se incluye a todos los tipos de ER existentes (centrales grandes o pequeñas, centrales con diferentes tipos de tecnologías como eólica, FV, geotérmica etc.). En este contexto parece difícil encontrar beneficios que apliquen a todos los tipos de ER.

En este trabajo se propone determinar los beneficios con un enfoque hacia un grupo más reducido que esté conformado por ER que tengan mayor probabilidad de presentar beneficios técnicos para el sistema. Se puede concluir que esta es la llamada **generación distribuida**, cuyos beneficios también se han expuesto anteriormente.

Por esta razón es necesario hacer esta diferenciación, que permite el desarrollo posterior de la metodología en cuanto a la determinación de los beneficios técnicos de las ER. La metodología de beneficios técnicos se desarrollará teniendo a la GD que utiliza ER como principal elemento de estudio para este propósito.

4. ¿Cómo cuantificar los beneficios?

Para establecer la forma de evaluar la generación de energía es necesario definir los objetivos de un sistema eléctrico, de tal manera que se pueda determinar si estos objetivos se están cumpliendo o no mediante dicha

evaluación. Estos criterios de evaluación no son exclusivos para las ER y se extienden para todos los tipos de generación.

Los objetivos del sistema se los resume a continuación y están relacionados con la capacidad de poder suministrar la energía hacia todos los consumidores ^[48]:

Así se definen objetivos primarios que están relacionados con la entrega de energía al consumidor estos objetivos son: calidad de voltaje, confiabilidad y tarifas.

Y objetivos secundarios que se imponen los entes relacionados con el sistema eléctrico tales como operadores del sistema de transmisión, operadores del sistema de distribución y el ente regulador. Estos objetivos ayudaran a lograr los objetivos primarios, entre los objetivos secundarios se puede mencionar ^[49]: sobrecargas en los componentes del sistema, estabilidad, seguridad operacional, calidad de la corriente, protecciones, etc.

Los objetivos primarios no pueden ser cumplidos en su totalidad, o en un 100%, sino existen niveles aceptables que se miden mediante *“indicadores de desempeño”*, los cuales indican el rendimiento del sistema, estos indicadores miden los objetivos primarios.

En este trabajo se pretende desarrollar estos indicadores o índices para evaluar los beneficios de la ER desde el punto de vista técnico aplicado a la GD con ER.

Mediante estos puntos descritos en forma de pregunta y respuesta se establecen criterios importantes y necesarios para el desarrollo de la metodología de forma correcta.

3.1.4 BASES DE LA PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS TÉCNICOS

3.1.4.1 Introducción

La mejor forma de evaluar un sistema eléctrico referente a la actividad de generación, está dada por el desarrollo de indicadores de rendimiento, estos indicadores cuantifican los parámetros que se deseen evaluar permitiendo situarlos

dentro de un rango ya predeterminado por un regulador basado en normas o estándares técnicos, de este modo se puede establecer qué tipo de beneficios presentan ya que por medio de ellos es posible determinar cómo está operando el sistema eléctrico.

El punto de referencia para evaluar el rendimiento del sistema se obtiene por medio de los objetivos que el mismo sistema eléctrico (los operadores) trata de satisfacer en pos de ofrecer al consumidor la energía demandada.

En este trabajo se extiende el concepto de la evaluación que se lleva a cabo en la generación de energía convencional y se propone que la evaluación de los beneficios técnicos de las ER aplicadas a la GD tenga como base a los objetivos primarios estos son: calidad del voltaje y confiabilidad, los cuales deben tener un nivel adecuado.

En la tabla 3.2 se muestra una vista rápida de los índices de rendimiento.

Objetivos del Sistema					
	Voltaje	Potencia	Corriente	Frecuencia	Confiabilidad
Indicadores de Rendimiento	1. Sobrevoltaje 2. Bajo voltaje 3. Distorsión de voltaje 4. Desequilibrio 5 Flicker	1. Sobrecarga de equipos 2. Pérdidas	1. Capacidad de corriente en los cables 2 Distorsión de armónicos	1. Sobre-frecuencia 2. Baja frecuencia	1. Número de Interrupciones 2. Número de huecos de voltaje 3. Número de fallas en los equipos

Tabla 3.2 Índices de rendimiento tomado de [49]

El análisis de todos estos índices tienen la finalidad de determinar si el rendimiento de un sistema es aceptable o no de acuerdo a la consecución de los objetivos.

En este trabajo se propone determinar el rendimiento del sistema según el cumplimiento de los objetivos primarios, esto son confiabilidad y calidad de voltaje, pero se analizarán solamente algunos de los indicadores citados en la tabla 3.2 que tienen relación directa con los objetivos secundarios, sin embargo no se desarrollará un análisis de todos los objetivos secundarios ya que esto no representa un aporte esencial para la determinación de beneficios reales para el sistema eléctrico, ya que en la determinación de beneficios técnicos se toma en

cuenta una característica específica que presenta la generación distribuida, esta radica en que la GD se encuentra ubicada cerca de la carga.

Por lo tanto y resumiendo, la evaluación de beneficios técnicos está en función de los beneficios que presenta la GD, además esta evaluación tendrá como una de sus consideraciones principales el cumplimiento de los objetivos primarios de un sistema eléctrico.

3.1.4.2 Descripción general de la configuración de los sistemas de distribución

Con el objetivo de determinar los beneficios técnicos aplicados a la GD es conveniente desarrollar de forma breve algunos temas concernientes a los sistemas de distribución sobre todo respecto a la configuración y los elementos que lo conforman.

3.1.4.2.1 Introducción

El sistema de distribución es aquel que provee la energía eléctrica al consumidor el cual puede ser industrial, comercial, residencial y rural. Este consumidor desde el punto de vista eléctrico se lo define como una carga que necesita ser abastecida para satisfacer sus necesidades energéticas.

El sistema de distribución forma parte del sistema eléctrico, es decir del sistema de generación y de transmisión. El sistema de distribución es alimentado desde la transmisión generalmente por otro sistema intermedio de subtransmisión por medio de sus barras o subestaciones. El sistema de distribución tiene su origen en las subestaciones de distribución y desde este punto se derivan los alimentadores primarios y los secundarios que alimentan al usuario. El sistema de distribución maneja niveles de medio y bajo voltaje según como este conformada, por ejemplo niveles de medio voltaje (69kV) para interconexión de subestaciones, y bajo voltaje (13.8kV) en sus alimentadores primarios. En la figura 3.3 se muestra un esquema del sistema de distribución.

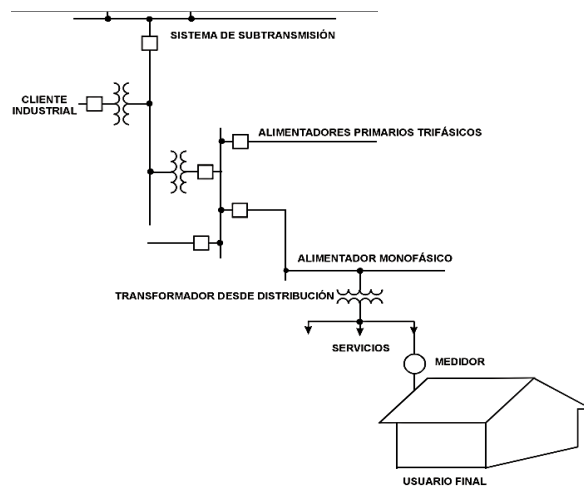


Figura 3.3 Representación del sistema de distribución

- Tipos de sistemas de distribución

Existen tres tipos de configuraciones o redes de distribución, las cuales se adoptan según la necesidad requerida.

1. *Sistema radial*

Es aquel que tiene una sola fuente de suministro para un grupo de usuarios por lo que la corriente solo fluye en una dirección, las líneas del suministro se extiende desde la S/E principal. Es un sistema económico y sencillo.

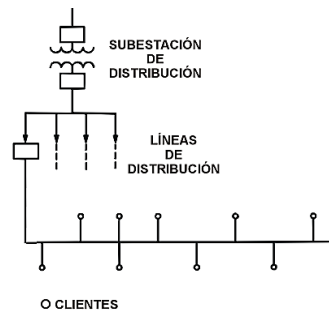


Figura 3.4 Representación sistema de distribución radial

2. *Sistema en malla*

Es aquel en el cual los usuarios tienen dos fuentes de alimentación. Este sistema es más confiable pero más costoso. También puede haber una combinación entre el sistema radial y malla como se muestra en la figura 3.5.

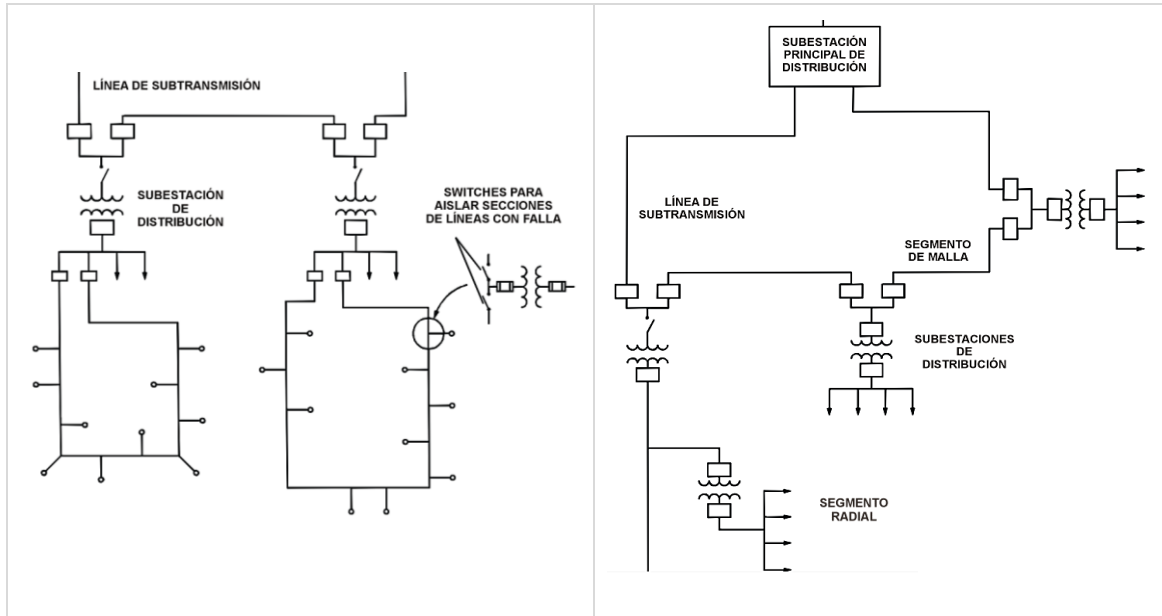


Figura 3.5 Representación malla (Izq.) y combinado radial y malla (der)

3. Sistema en anillo

Los usuarios pueden ser alimentados por dos trayectorias formando así un anillo y la carga puede abastecerse por ambos lados.

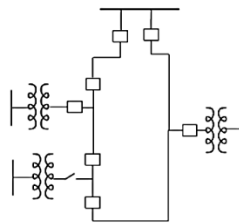


Figura 3.6 Representación anillo

Cada sistema tiene ventajas y desventajas y en función de ellas se escoge el que cumpla mejor los objetivos que satisfagan los requerimientos de cada usuario, la discusión se planteara en función de la fiabilidad del servicio y el costo de su implementación.

3.1.4.3 Análisis de la confiabilidad de los sistemas de distribución con GD

3.1.4.3.1 Introducción ^[53]

Para determinar la confiabilidad en un sistema eléctrico es necesario tomar en cuenta dos criterios fundamentales: “El número y la duración de las interrupciones” [48].

De esta manera se define a la confiabilidad como a la capacidad que un equipo de suministro eléctrico tiene, de entregar energía tanto a clientes particulares como a los servicios públicos, todo esto en un tiempo determinado. Cuando dichos equipos (uno o más) pierden esta capacidad se produce una interrupción del servicio, entre las varias razones de fallos se encuentran las siguientes: mantenimiento y clico de vida de los equipos, por causas naturales por acción del viento, animales, rayos, caídas de árboles, etc., o por eventos programados. Estas interrupciones o perturbaciones dan paso a cortes de energía eléctrica.

Las interrupciones pueden clasificarse en:

1. Interrupciones sostenidas: Se produce por la desenergización de clientes por varios minutos.
2. Interrupciones momentáneas: Se produce por la desenergización de clientes por pocos minutos.
3. Evento de interrupción momentánea: Una o más interrupciones momentáneas dentro de un intervalo de tiempo de algunos minutos.

Para definir numéricamente la confiabilidad de un sistema se utiliza índices, mediante ellos se puede medir el rendimiento de un sistema, es decir son indicadores del rendimiento del servicio que ayudan a evaluar el rendimiento y permiten hacer las adecuaciones que este necesite.

Se describirán los principales índices para la determinación de la confiabilidad.

3.1.4.3.2 Índices de confiabilidad^[50]

Dado que los sistemas de GD se encuentran cerca de la carga se analizarán los índices de confiabilidad pertenecientes al sistema de distribución. Pero además existen otros índices que se enfocan al sistema de generación y al de transmisión.

Para el análisis se incluirán los índices de confiabilidad más importantes y/o más usados para los sistemas de distribución. Se toma como punto de partida el “Estándar 1366 de la IEEE” el cual proporciona una guía para la determinación de los índices de confiabilidad. Sin embargo en el ANEXO 3.1 se presenta índices de calidad según lo establecido en la regulación 004/01 del CONELEC.

A estos índices se los puede clasificar de la siguiente forma: Índices de interrupción sostenida e índices momentáneos, basados en los clientes, e índices basados en la carga.

- Términos utilizados

- Interrupción: Pérdida de servicio de uno o más clientes pertenecientes al sistema de distribución.
- Interrupción sostenida: Cualquier interrupción que dura más de 5 minutos y que no esté clasificada como parte de un evento momentáneo.
- Interrupción momentánea: Una operación única de un elemento que interrumpe (por ejemplo un interruptor) que da como resultado un voltaje nulo.
- Tasa media de falla de un componente: Es el número esperado de fallos de un dispositivo durante un intervalo de tiempo. La probabilidad de fallos están en función de la vida útil del equipo teniendo etapas de probabilidad de falla alta como se muestra en la figura 3.7.

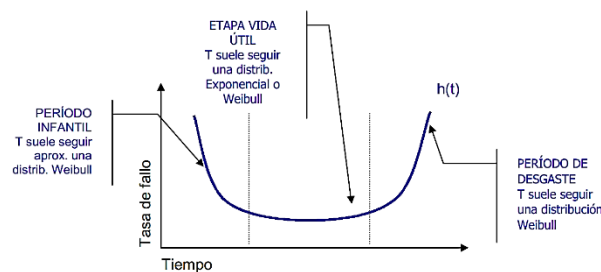


Figura 3.7 Tasa de fallos de un componente en función del tiempo

- Abreviaciones utilizadas

- i: Representa a cada evento de interrupción.
- N_i : Número de clientes interrumpidos por cada interrupción sostenida.
- NT: Número total de clientes abonados al sistema (clientes servidos).
- CI: Clientes interrumpidos.
- r_i : Tiempo de restauración para cada evento de falla.
- CMI: Minutos interrumpidos del cliente.
- CN: Número total de clientes que han experimentado al menos una interrupción durante un periodo contemplado.
- L_i : kVA totales de carga interrumpida por cada evento.

- LT: kVA de carga total conectada.
 Lai Carga media en cada punto de consumo. Se mide en kW.
 Ui Tiempo anual de desconexión esperado o indisponibilidad forzada (número total de horas promedio).

- Índices de interrupción sostenida

1. *SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)*

El índice SAIFI indica el número promedio de veces (frecuencia) que el cliente experimenta una interrupción sostenida en un tiempo predefinido, se mide en interrupciones/cliente, se define por la ecuación 3.1.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones sostenidas}}{\text{Número total de clientes servidos}} = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (3.1)$$

2. *SAIDI (System Average Interruption Duration Index)*

El índice SAIDI mide el promedio de la duración total de interrupciones que sufren los clientes en un periodo de tiempo predefinido, se mide en horas/cliente o min/cliente, se calcula mediante la ecuación 3.2.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de la interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes servidos}} = \frac{\sum (r_i \cdot N_i)}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (3.2)$$

3. *CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)*

El índice CAIDI representa el tiempo promedio para restaurar el servicio una vez ocurrida la falla, es decir el tiempo promedio de la duración de la interrupción que sufre el cliente. Se mide en horas/interrupciones, se representa por la ecuación 3.3.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de la interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} = \frac{\sum (r_i \cdot N_i)}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3.3)$$

4. *CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index)*

Este índice representa el tiempo promedio total en que los clientes experimentaron una interrupción en un periodo contemplado (puede ser un año). Para su cálculo a los clientes con múltiples interrupciones solo se contará una sola vez. Se mide en horas o minutos/clientes afectados Se calcula mediante:

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de la interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} = \frac{\sum(r_i \cdot N_i)}{CN} \quad (3.4)$$

5. CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

Este índice indica la frecuencia promedio de una interrupción sostenida para los clientes que han experimentado alguna interrupción sostenida. Para el cálculo se toma en cuenta al cliente una sola vez. Se mide en interrupciones/cliente, se calcula mediante la ecuación 3.5.

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones al cliente}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} = \frac{\sum(N_i)}{CN} \quad (3.5)$$

6. ASAI (Average Service Availability Index)

Índice de disponibilidad del servicio promedio, es decir representa la fracción de tiempo entre la energía que ha recibido el cliente y la energía demandada por el mismo. Es adimensional, se calcula mediante:

$$ASAI = \frac{\text{Horas de servicio disponibles para el cliente}}{\text{Horas de servicio demandadas por el cliente}} = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum(r_i \cdot N_i)}{N_T \cdot 8760} \quad (3.6)$$

Donde:

8760 = Número de horas por año.

7. ASUI (Average Service Unavailability) ^[51]

Indisponibilidad media del servicio. Se calcula mediante la ecuación 3.7.

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (3.7)$$

- Índices basados en la carga

El cálculo de estos índices hacen referencia a la carga más no los clientes.

1. ASIFI (Average system interruption frequency index)

Índice de frecuencia media de interrupción del sistema. Es un índice usado frecuentemente en áreas con mayor concentración de clientes industriales y/o comerciales. Se calcula mediante la ecuación 3.8.

$$ASIFI = \frac{\Sigma \text{kVA totales interrumpidos}}{\text{kVA totales servidos}} = \frac{\Sigma L_i}{L_T} \quad (3.8)$$

2. ASIDI (Average system interruption duration index)

Índice de duración media de las interrupciones del sistema. Se calcula mediante:

$$ASIDI = \frac{\Sigma \text{Duracion kVA totales interrumpidos}}{\text{kVA totales servidos}} = \frac{\Sigma(r_i \cdot L_i)}{L_T} \quad (3.9)$$

3. ENS (Energy Not Supplied)

Índice de duración media de las interrupciones del sistema Se calcula mediante:

$$ENS = \Sigma(L_{ai} \cdot U_i) \quad (3.10)$$

4. AENS (Average Energy Not Supplied)

Índice de energía media no suministrada por usuario. Se calcula mediante:

$$AENS = \frac{\Sigma(L_{ai} \cdot U_i)}{N_T} = \frac{ENS}{N_T} \quad (3.11)$$

3.1.4.3.3 Métodos para calcular la confiabilidad en los sistemas de distribución

Existen varias metodologías para determinar la confiabilidad en los sistemas de distribución, en este trabajo se propone desarrollar una metodología teniendo en cuenta las características propias de la GD, ya que con la inserción de la GD se obtiene nuevas características en el operación de los sistemas de distribución tales como la reposición del servicio ante fallas.

Un componente básico necesario para determinar la confiabilidad en los sistemas de distribución teniendo en cuenta al consumidor son los denominados índices básicos de confiabilidad en el punto de carga, estos son:

1. Tasa de falla media λ :

Este índice representa las interrupciones promedio en el punto de carga dadas por la falla que pueden presentarse en los equipos del sistema en un tiempo determinado (generalmente un año). Se calcula con la ecuación 3.12.

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.12)$$

Donde:

n : Número de componentes en serie de la red.

λ_i : Tasa de falla del i -ésimo componente.

2. Tiempo de interrupción medio U :

Este índice representa el tiempo promedio en horas que un cliente sufre una interrupción en un periodo dado generalmente un año. La confiabilidad del sistema es inversamente proporcional al valor de este índice. Está dado por:

$$U = \sum_{i=1}^n (\lambda_i \cdot r_i) \quad (3.13)$$

Donde:

r_i : Tiempo de reparación del i -ésimo componente.

3. Tiempo medio de reposición r :

Representa el tiempo promedio entre la falla y la restauración en horas. Está dado por:

$$r = \frac{U}{\lambda} = \frac{\sum_{i=1}^n (\lambda_i \cdot r_i)}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (3.14)$$

Con la descripción de estos 3 índices, los índices anteriores para el cálculo de confiabilidad adquieren un mejor sentido de la realidad y se podrá tener un mayor entendimiento del uso de ellos en los cálculos que se realicen. Así, los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI se representan de la siguiente forma:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (3.15)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (3.16)$$

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i} \quad (3.17)$$

$$ASAI = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum_{i=1}^n U_i N_i}{N_T \cdot 8760} \quad (3.18)$$

Donde:

- n: Número de puntos de carga de un sistema.
- N_i : Número de clientes del punto de carga i.
- λ_i : Tasa de falla media de los componentes del i-ésimo punto de carga.
- U_i : Tiempo de interrupción medio en el punto de carga i.

3.1.4.3.4 Aspectos básicos de confiabilidad con relación a la probabilidad ^[52]

Hasta el momento se ha presentado a los índices de confiabilidad como actores principales en la evaluación de la confiabilidad de un sistema, sin embargo el uso de estos índices vienen a ser el último paso en el proceso de evaluación de confiabilidad.

La confiabilidad tiene sus bases en el campo de la probabilidad, en consecuencia se describirán puntualizaciones generales de la misma con un enfoque a la confiabilidad.

1. Elementos de la confiabilidad ^[41]

En un sistema eléctrico existen diversos elementos como generadores, líneas, transformadores, etc. Cada elemento puede encontrarse en dos estados desde el punto de vista de confiabilidad: indisponible si el elemento ha sufrido un fallo y disponible si el elemento ha sido reparado o no ha sufrido un fallo. Por lo tanto el estado de todo el sistema estará definido por el estado de cada elemento. Para cada estado de cada elemento existe una probabilidad, y la probabilidad de que el sistema se encuentre un uno de los estados, se define como el producto de las probabilidades individuales de cada elemento. Obviamente dependiendo además de la configuración (elementos en serio o paralelo) del sistema en estudio.

Cada elemento desarrolla una función necesaria para la operación del sistema.

2. Modelo de confiabilidad

La confiabilidad de un sistema está basado en la probabilidad de que sus elementos estén en uno u otro estado, es decir en funcionamiento o no funcionamiento. Esta probabilidad se representa mediante una función exponencial $R(t)$.

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_o} = 1 - \frac{N_f(t)}{N_o} ; N_o = N_s + N_f \quad (3.19)$$

Donde:

$N_s(t)$: Número de elementos que sobreviven en un tiempo t .

$N_f(t)$: Número de elementos que fallan en un tiempo t .

N_o : Número original de elementos en un sistema.

Partiendo de la ecuación 3.19 y después de varios procesos matemáticos la probabilidad de un elemento de sobrevivir (funcionar) en el tiempo t se define como:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.20)$$

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.21)$$

Donde:

λ : Tasa de falla de un elemento (λ es constante).

$Q(t)$: Probabilidad de fallar que tiene un elemento.

Si λ no es constante en el tiempo las ecuaciones 3.20 y 3.21 se definen de la siguiente forma:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (3.22)$$

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (3.23)$$

3. Frecuencia y duración

Se refiere a la frecuencia de ocurrencia de un estado en un elemento, es decir el número de ocurrencias por unidad de tiempo, y la duración se refiere al tiempo esperado desde que un elemento entra en un estado hasta que sale del mismo. En la figura 3.8 se puede apreciar la frecuencia y duración de un estado. En este concepto todos los elementos son reparables.

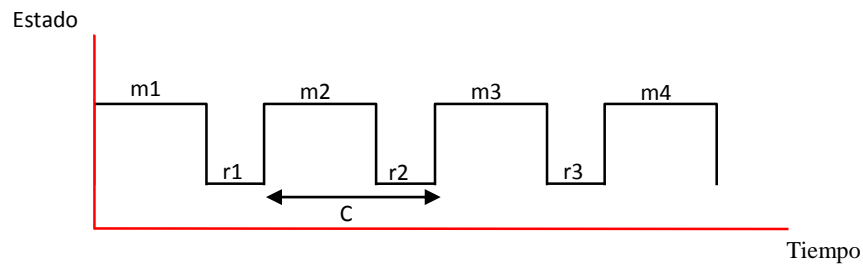


Figura 3.8 Ciclo opera-falla-opera de un elemento

Donde:

m : Duración del estado de operación.

r : Duración del estado de no operación (reparación).

C : Ciclo medio esperado.

Entonces se define a la probabilidad de que un elemento este en estos estados como:

$$P_{Operación} = \frac{m}{m+r} = p \quad (3.24)$$

$$P_{No\ operación} = \frac{r}{m+r} = q \quad (3.25)$$

Donde:

p = Disponibilidad (probabilidad de operación).

q = Indisponibilidad (probabilidad de no operación).

Si m se sustituye con MTTF (Mean Time To Failure) que se define como el tiempo promedio en que un equipo experimenta una falla, y si r se sustituye con MTTR (Mean Time To Repair) el cual representa el tiempo promedio en que un equipo es reparado. Entonces se puede representar a la disponibilidad e indisponibilidad con las ecuaciones 3.27 y 3.28, teniendo en cuenta la ecuación 3.26:

$$m = 1/\lambda; \quad r = 1/\mu \quad (3.26)$$

Donde:

λ : Tasa de falla

μ : Tasa de reparación

Las ecuaciones 3.24 y 3.25 se pueden escribir como:

$$p = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{1}{1 + \lambda r} \quad (3.27)$$

$$q = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} = \frac{\lambda r}{1 + \lambda r} \quad (3.28)$$

De tal forma se obtiene los estados de operación y no operación, los mismos que son la base para determinar la confiabilidad de un sistema, dado que la confiabilidad de este depende en gran manera de sus componentes.

Para este fin se desarrolla una amplia teoría que incluye el tipo de topología de la red y diferentes métodos para obtener los índices básicos de sistema, entre los que incluye los métodos de “Markov”, método de “Frecuencia y duración”, Método de “cortes”, y métodos de simulación como el de “Mote Carlo.”

Una vez que se obtiene los índices básicos del sistema, se puede efectuar una evaluación de confiabilidad con los índices dedicados al consumidor, como se planteó anteriormente.

Se analizará algunos métodos que tienen diferentes enfoques correspondientes a la evaluación de confiabilidad de los sistemas de distribución con GD teniendo en cuenta las características propias de la GD.

3.1.4.3.5 Método basado en fallo y análisis de los efectos ^[52]

Fallo y análisis de los efectos (FMEA) es un método para: evaluar un proceso, identificar donde y como podría fallar y para evaluar el impacto relativo de las fallas.

El método basado en FMEA (failure mode and effect analysis) utiliza dos pasos para determinar la confiabilidad en un sistema de distribución radial. En primera instancia evalúa los índices de confiabilidad de cada punto de carga, esto lo hace al identificar los eventos de falla que conducen a dicha falla en el punto de carga y en alguna parte de su alimentador. Con la información de la configuración del sistema y de los datos de confiabilidad de sus componentes, se calcula el aporte de cada evento de falla. Para obtener los índices de confiabilidad en los puntos de carga se toman en cuenta todos los eventos de falla que ocurren en el alimentador

del punto de carga. El segundo paso es evaluar los índices de confiabilidad del sistema por medio de los índices de confiabilidad de cada punto de carga.

Para evaluar la confiabilidad del sistema de distribución con GD mediante este método se sigue este algoritmo:

- a) Considerar cada punto de carga del sistema analizado.
- b) Considerar cada evento de falla de cada punto de carga.
- c) Para cada evento de falla considerar como se puede restaurar el servicio tomando en cuenta lo siguiente:

Para zonas aguas arriba de la falla se puede restaurar el servicio mediante acciones de conmutación a través del suministro principal, para zonas aguas abajo se puede restaurar el servicio mediante acciones de conmutación a través de un suministro alternativo o de GD. El tiempo de restauración no será el mismo para todos los puntos de carga debido a la secuencia de restauración. Los puntos de carga de un sistema pueden ser divididos en 5 clases de acuerdo al tiempo de restauración:

Clase 1: Los puntos de carga que no están afectados por una falla.

Clase 2: Los puntos de carga pertenecientes a un área reparada. La duración de la interrupción es igual a al tiempo necesario para aislar la falla y reparar el componente fallido.

Clase 3: La duración de interrupción de los puntos de carga es igual al tiempo necesario para aislar la falla y restaurar el servicio a través del suministro principal o un punto de unión alternativo.

Clase 4: La duración de interrupción de los puntos de carga es igual al tiempo necesario para aislar la falla y restaurar el servicio a través de la GD.

Clase 5: Los puntos de carga no pueden ser restaurados a través de puntos de unión o GD. La duración de interrupción de los puntos de carga es igual al tiempo necesario para aislar reparar los componentes fallidos.

- d) Deducir los índices en los puntos de carga considerando los eventos que condujeron a la falla, y su procedimiento de restauración correspondiente.
- e) Evaluar los índices generales del sistema combinando apropiadamente los índices de confiabilidad de los puntos de carga.

En el ANEXO 3.2 se puede observar una hoja de trabajo típica para el análisis de la confiabilidad de un sistema de distribución. En este trabajo no se analiza con profundidad este método de evaluación de confiabilidad.

3.1.4.3.6 Método Analítico y método de Simulación (Monte Carlo) ^[53]

Estos métodos se pueden usar en evaluaciones de sistemas de distribución radiales, cuya característica principal es que sus elementos se encuentran configurados en serie (líneas, cables, transformadores, etc.) por lo que una falla en un punto del sistema afecta a los demás clientes, sobre todo aquellos que se encuentran aguas abajo.

A modo de ejemplificación para el análisis de la confiabilidad en este método se usa el sistema: “Roy Billinton Test System (RBTS)”^{xiii} el cual es un sistema relativamente simplificado generalmente usado para estudios o análisis de confiabilidad tanto de sistemas de potencia como en los sistemas de distribución

[54] El sistema RBTS se puede apreciar en la figura 3.9.

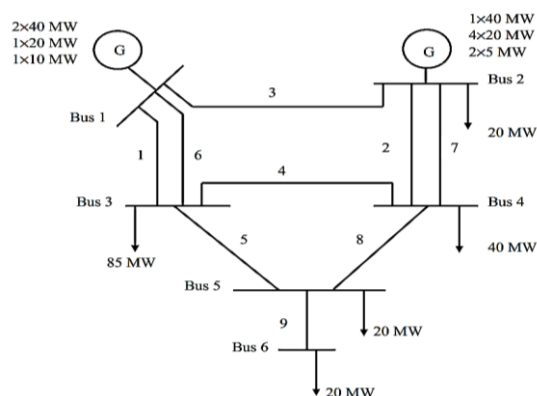


Figura 3.9 Diagrama unifilar de RBTS

^{xiii} El sistema de prueba: Roy Billinton Test System fue publicado en 1989 y fue desarrollado en la Universidad de Saskatchewan para fines educativos y de investigación.

En este análisis se describen algoritmos generales omitiendo procesos de cálculos numéricos, en este análisis se toma en cuenta un solo alimentador, en este caso el alimentador F1 de la barra 6 que se muestra en la figura 3.10, el cual tiene una barra de alimentación y un disyuntor en el alimentador, tiene 6 secciones principales compuestas por una línea y en su extremo final un seccionador, 6 secciones paralelas con terminaciones de carga compuesta de una línea, transformador y un fusible.

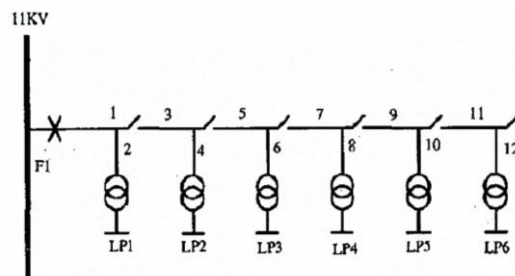


Figura 3.10 Alimentador F1 de la barra 6 del RBTS. [53]

- *Descripción de la forma de evaluación mediante el método analítico y de simulación*

El método analítico se fundamenta en la creación de un modelo matemático simplificado del sistema llegando a ser algunas veces un sistema ideal, en el cual mediante una solución matemática se obtienen los índices de confiabilidad, por lo tanto la solución dependerá de los datos de entrada y el tiempo de cálculo de los índices es relativamente corto. Con este método se puede calcular valores medios de los índices de confiabilidad, sin embargo estos valores no proporcionan información de la variabilidad de los índices.

En el método de simulación los índices se obtienen mediante simulaciones de un comportamiento actual y un comportamiento aleatorio del sistema, el problema se resuelve por medio de simulaciones en tiempo real es decir se llegan a determinar los índices de acuerdo al número de fallas que ocurren en la ejecución de las simulaciones, así los resultados dependen de una función generadora de números aleatorios, así como del número de simulaciones realizadas. En la simulación se puede asociar las características propias del sistema, y los resultados de estas simulaciones pueden estimar la probabilidad de los índices, dar su distribución así

también como una representación gráfica de la forma de variación de estos índices. En resumen estas simulaciones proveen gran cantidad de parámetros de salida incluyendo todos los momentos y las funciones de densidad de probabilidad, pero el tiempo necesario para encontrar una solución es largo.

Los dos métodos son utilizables dependiendo las características de los sistemas a ser evaluados además de la profundidad de análisis requerido. A continuación se describe como se realiza la evaluación utilizando un método analítico y uno de simulación específicamente el método de Monte Carlo.

- Método de analítico

Como primer paso en este método se calculan los índices básicos del sistema U, λ, r en los puntos de carga. Estos índices solamente representan los valores medios a largo plazo del sistema y son los valores esperados de una probabilidad implícita del sistema. En base al cálculo de estos índices, se calculan los índices referentes a en los clientes que son los índices: SAIFI, CAIDI, SAIDI y ASAI.

Se desarrolla este concepto mediante 2 pasos:

1. *Determinación de la duración de las fallas en los puntos de carga:*

Se determina el tiempo de la restauración del servicio en los puntos de carga después de una falla, de acuerdo a la configuración de cada sistema. Ante una falla momentáneamente todo el sistema queda sin energía por la actuación del disyuntor principal y posteriormente se restablece el servicio en los puntos de carga que no tienen afectado algún componente en su área, el tiempo de este restablecimiento está en función del seccionador correspondiente, en el caso del sistema RBTS y del alimentador 1 de la barra 6, el tiempo de reconexión de los seccionadores es de 1 hora.

Sin embargo para los puntos de carga en los cuales exista algún elemento fallido el tiempo de restitución del servicio queda en función del tiempo de reparación de ese elemento, para este caso se tiene los siguientes valores:

- Líneas: 5 Hs.
- Transformadores: 200 Hs.
- Disyuntor principal: 4 Hs.
- Hs: horas

Sin embargo si el disyuntor principal sufre una falla todo el alimentador quedara fuera de servicio hasta que se complete su reparación, y si algún elemento de las secciones laterales sufre una falla el fusible aísla esa sección, y el resto de puntos de carga quedan desafectados.

2. Algoritmo de evaluación de los puntos de carga y rendimiento de los índices

- i. Identificar el elemento fallido y su localización.
- ii. Determinar los puntos de carga afectados por el elemento fallido.
- iii. Determinar las duraciones de la falla de los puntos de carga.
- iv. Una vez conocido las duraciones de la falla de los puntos de carga afectados, calcular el tiempo de interrupción debido al componente fallido multiplicando la tasa de falla del componente con la duración de falla del punto de carga.
- v. Calcular los índices básicos de confiabilidad en el punto de carga.
- vi. Evaluar el rendimiento de los índices SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI.

- Método de Monte Carlo

Este método corresponde al grupo de los métodos de simulación y es usado generalmente en evaluaciones de confiabilidad de sistemas de distribución. Entre sus principales características se menciona que el método permite obtener la variabilidad de los valores de los índices. Este método de Simulación de Monte Carlo (MCS), puede trabajar con relación a dos enfoques:

1. Enfoque secuencial: simula los intervalos básicos de vida útil del sistema en orden cronológico.
2. Enfoque aleatorio: simula los intervalos básicos de vida útil del sistema eligiendo intervalos aleatoriamente.

En este análisis se toma el primer enfoque (proceso de simulación secuencial de tiempo) para la evaluación de la confiabilidad en el sistema de distribución radial RBTS.

Este método permite examinar y predecir el comportamiento de un sistema de distribución en tiempo simulado, con el objeto de obtener las distribuciones de probabilidad^{xiv} de los índices de confiabilidad del sistema y para estimar los valores estimados de los índices.

Los índices de probabilidad del sistema y sus distribuciones de probabilidad se obtienen mediante un historial artificial del sistema. Dicho historial artificial muestra los tiempos de operación y de indisponibilidad o parada de los componentes del sistema, este es generado en orden cronológico usando un generador aleatorio de números y las tasas de falla y los tiempos de reparación de los componentes.

Modelo de los componentes

En la simulación secuencial se requiere la generación de historiales artificiales realistas de los componentes del sistema, por lo tanto se puede simular una secuencia de operación y reparación para cada componente del sistema. Por lo tanto se debe desarrollar un modelo adecuado para los componentes que permita desarrollar dicho historial artificial.

Un componente tiene dos estados: opera: (componente en operación) y no opera (componente no está en operación), se lo representa en la figura 3.11. El cambio de un estado a otro se efectúa mediante un proceso de falla y reparación respectivamente.

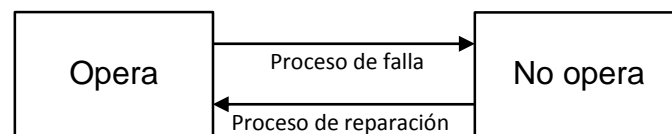


Figura 3.11 Estado de un componente ^[53]

Un historial simulado para un componente está formado por los tiempos de operación, y por los tiempos de no operación, se muestra en la figura 3.12.

^{xiv} Distribución de probabilidad: "En teoría de la probabilidad y estadística, la distribución de probabilidad de una variable aleatoria es una función que asigna a cada suceso definido sobre la variable aleatoria, la probabilidad de que dicho suceso ocurra. La distribución de probabilidad está definida sobre el conjunto de todos los sucesos, cada uno de los sucesos es el rango de valores de la variable aleatoria. La distribución de probabilidad está completamente especificada por la función de distribución, cuyo valor en cada x real es la probabilidad de que la variable aleatoria sea menor o igual que x ." Fuente: Wikipedia

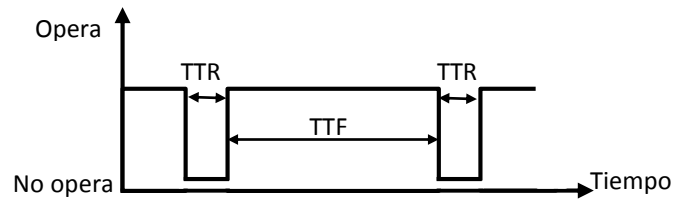


Figura 3.12 Historial de estados de un componente ^[53]

Donde el tiempo de operación se lo define como TTF (time to failure) y el tiempo de no operación se define como TTR (time to repair).

Procedimiento, Simulación y Algoritmo

Inicialmente se necesita el valor de TTF a partir de un número aleatorio que es proporcionado por un generador de números aleatorios y se obtiene mediante la ecuación 3.29.

$$TTF = -\frac{1}{\lambda}(\ln N) \quad (3.29)$$

Donde:

λ : Tasa de falla de un componente.

N: Número aleatorio.

El proceso para evaluar la confiabilidad según este método ^[53], en un sistema de distribución radial, se describe a continuación:

- i. Asignar un número para la muestra de años a ser considerado.
- ii. Para cada componente obtener su correspondiente TTF mediante la ecuación 3.29.
- iii. Asignar un número, para que aquellos componentes cuyo valor de TTF sea inferior a dicho número, esos componentes deben ser marcados como averiados.
- iv. Grabar el número de fallas y su duración para cada componente por cada año, en orden ascendente año por año.
- v. Con los valores del número de fallas y su duración calcular los valores promedio de los índices en el punto de carga para la muestra de años escogida.

vi. Calcular los valores promedio para los índices del sistema.

En la aplicación de ambos métodos, las unidades de GD se encuentran ubicadas en diferentes partes del sistema, de esta manera se calculan los índices de confiabilidad permitiendo valorar que tan beneficioso es tener GD en función tanto de su ubicación como en la cantidad de puntos de insertados. Así se puede apreciar la variación de los índices.

3.1.4.3.7 Método de evaluación utilizando la GD como respaldo de energía ^[55]

En esta sección se analiza a la GD como una fuente alterna de suministro para abastecer a las cargas en el caso que se produzca una interrupción de energía. También a la GD se la puede definir como energía de reserva o de respaldo.

Al igual que en los métodos anteriores se analiza en un sistema radial con una sección principal y otras anexadas a esta como se muestra en la figura 3.13. Este sistema de distribución está compuesto por 3 zonas principales (Z1, Z2 y Z3) protegidas por un dispositivo de protección (disyuntor, reconectador o fusible). Y zonas secundarias pertenecientes a una zona principal (Z1.0, Z1.1, Z1.2 y Z1.3) protegidas también por un dispositivo (seccionador).

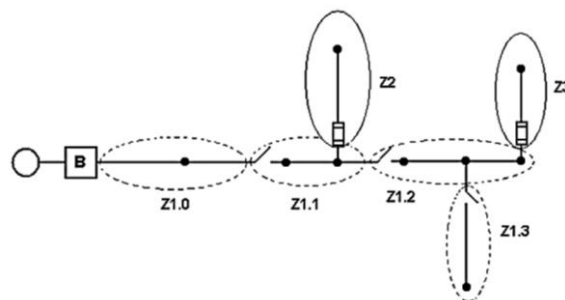


Figura 3.13 Sistema de distribución radial para ejemplificar el método ^[55]

El comportamiento de este sistema ante fallas es similar al de los casos anteriores, si ocurre una falla actúan las protecciones del sistema y la falla queda aislada lo que produce una interrupción de servicio en esa misma zona y en las zonas ubicadas aguas abajo de la falla. El tiempo de restauración del servicio es el tiempo de reparación o sustitución del elemento fallido. En el caso que determinadas zonas estén protegidas por fusibles y se produzca un evento de falla, esta zona queda aislada y sin servicio, mientras que el resto de zonas queda sin afectación.

- Algoritmo para evaluación de confiabilidad mediante este método

Este método tiene un enfoque en la evaluación del tiempo de restauración del servicio debido a fallas ocurridas en zonas secundarias que tengan GD.

En primera instancia todas las zonas secundarias deben estar identificadas, además cuando una falla ocurre en cualquier parte de estas zonas, el disyuntor principal opera. El algoritmo es el siguiente:

1. Encontrar la ubicación de la falla.
2. Aislar la zona (secundaria) de la falla, por lo cual se debe abrir los seccionadores relacionados con la zona de falla, ubicado tanto aguas arriba como aguas abajo de dicha falla.
3. Cerrar el disyuntor principal.
4. Realizar varias acciones de apertura de los seccionadores con el objetivo de formar varias islas en las zonas secundarias y así poder energizarlas con las unidades de GD disponibles. El tiempo de restauración de las islas es igual al tiempo en que las unidades de GD pueden ser activadas.

Después de aislar las fallas, es necesario clasificar las zonas secundarias en 5 tipos:

- i. Zona de falla, aquella que su tiempo de restauración es igual al tiempo de reparación de la sección.
- ii. Zona aguas arriba de la falla, aquella que puede ser restaurada a través del suministro principal.
- iii. Zona aguas abajo de la falla sin GD, aquella que no puede ser restaurada hasta antes del tiempo de reparación de la sección.
- iv. Zona aguas abajo de la falla con unidades disponibles de GD, aquella que puede ser restaurada por dichas unidades.
- v. Zona aguas abajo de la falla con unidades indisponibles de GD, aquella que no puede ser restaurada hasta antes del tiempo de reparación de la sección.

Dada la incertidumbre sobre la disponibilidad de las fuentes de GD es necesario crear un modelo de probabilidad para determinar la capacidad de generación relacionada con la disponibilidad de cada unidad. Por lo cual es necesario crear

una “tabla de probabilidad de salida de capacidad”, en el caso de que las unidades sean idénticas la tabla se obtiene usando una distribución binomial, en caso contrario con una técnica recursiva.

El operador deberá escoger la apertura de los seccionadores para formar las islas dependiendo de la capacidad que puedan aportar las unidades de GD.

La evaluación del tiempo de restauración se efectúa mediante la ponderación del tiempo de restauración con la probabilidad de existencia de capacidad de las unidades de GD, y resumir estos términos ponderados.

El mejoramiento de la confiabilidad con el enfoque de la GD como reserva de energía, tiene incidencia en los índices de tiempo no así en los de frecuencia, de tal manera que SAIFI se mantendrá constante.

3.1.4.3.8 Método de evaluación utilizando el método de MARKOV para calcular la confiabilidad del sistema

- Modelado de las unidades de generación GD ^[56]

Para realizar una evaluación correcta de la confiabilidad es necesario determinar el comportamiento de las unidades de GD mediante un modelo.

Este modelo determina la disponibilidad y capacidad de una unidad generadora, la disponibilidad y capacidad de las unidades de GD con ER están en función de la disponibilidad y cantidad del recurso primario de energía (recursos renovables) que es variable, y del correcto funcionamiento (mecánico, eléctrico) de los generadores cuando sean requeridos.

La disponibilidad de una unidad de GD tiene una característica probabilística, para determinar la probabilidad de disponibilidad se propone el siguiente algoritmo:

1. Formar una curva de potencia de salida horaria que tenga las siguientes características:
 - El eje “Y” corresponde a la potencia de salida en pu.
 - El eje “X” corresponde a las horas de un año (8760 h).

- La curva representa la potencia de salida en pu en función del número de horas al año, es decir cuantas horas en el año la potencia de salida ha estado en un determinado valor, por ejemplo cuantas horas al año la potencia de salida ha permanecido en un valor de 0.9 pu. La curva estará en orden descendente.
2. Establecer niveles para la potencia salida del generador en forma de segmentos que corresponde a fracciones de la potencia nominal. Para ello se divide el eje “Y” en 9 partes de tal manera que en este eje aparecen divisiones cada uno de ellos le corresponde un valor, desde 0 hasta 1 en pu con pasos de 0.1. Así en la curva de potencia se forman 10 segmentos horizontales, a cada segmento le corresponde un valor de potencia en pu. De los segmentos formados anteriormente, se obtienen segmentos más pequeños que van desde t_1 hasta t_{10} , para una mejor comprensión se debe observar la figura 3.14.

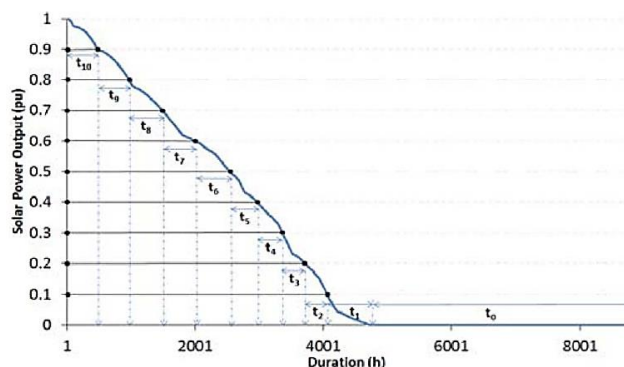


Figura 3.14 Segmentos de la potencia de salida de GD con energía solar ^[56]

3. Para cada segmento pequeño medir el tiempo de duración, por ejemplo para el segmento t_9 medir el tiempo en que la potencia de salida ha estado en el rango entre 0.8 y 0.9 pu.
4. Para calcular la probabilidad de cada segmento, dividir el tiempo total de cada segmento pequeño para el número total de horas en un año.
5. Usando la probabilidad de cada segmento y la disponibilidad mecánica, calcular la probabilidad de capacidad para cada nivel.

La probabilidad de la disponibilidad mecánica está dada por las ecuaciones 3.30 y 3.31.

$$A_{GD} = \frac{\mu_m}{\mu_m + \lambda_m} = \frac{MTTF_m}{MTTF_m + MTTR_m} \quad (3.30)$$

$$U_{GD} = \frac{\lambda_m}{\mu_m + \lambda_m} = \frac{MTTR_m}{MTTF_m + MTTR_m} \quad (3.31)$$

Donde:

A_{GD} : Disponibilidad mecánica de GD.

U_{GD} : Indisponibilidad mecánica de GD.

λ_m : Tasa de falla mecánica.

μ_m : Tasa de reparación mecánica.

$MTTF_m$: Tiempo medio de falla mecánica.

$MTTR_m$: Tiempo medio de reparación mecánica.

Para el procedimiento completo es necesario usar una tabla de probabilidad de capacidad (**TPC**). Esta se presenta en la tabla 3.3. Se denomina **niveles** a las divisiones de la potencia de salida, por ejemplo 0.1 pu, 0.2 pu, ..., etc.

Estados		Potencia de Salida	Probabilidad
0	Nivel Inferior	0	$A_{GD} \frac{t_0}{D} + U_{GD}$
1	Primer nivel	ΔP_{GD}	$A_{GD} \frac{t_1}{D}$
⋮	⋮	⋮	⋮
N	Nivel superior	$N\Delta P_{GD}$	$A_{GD} \frac{t_N}{D}$

Tabla 3.3 Tabla de Probabilidad de capacidad de una unidad de GD con ER ^[56]

Donde:

Δ : Incremento.

P_{GD} : Potencia de salida de cada generador.

D : Duración de tiempo total (8760 h).

N : Numero de estados.

t_i : Tiempo del estado i.

- Modelado de las cargas ^[56]

El modelo de cargas de un sistema eléctrico se representa mediante una curva de duración de carga, la cual está compuesta por un arreglo de datos de carga horaria

de forma descendente. La carga horaria anual en pu y consecuentemente su curva se puede obtener mediante la ecuación 3.32.

$$L(t) = P_w P_d P_h(t) \quad (3.32)$$

Donde:

P_w : Es el porcentaje de la carga pico anual, correspondiente a la carga semanal.

P_d : Es el porcentaje de la carga pico semanal, correspondiente a la carga diaria.

P_h : Es el porcentaje de la carga del pico diario, correspondiente a la carga horaria.

La probabilidad de la demanda que tiene la carga se obtiene de una forma similar a la probabilidad de capacidad de GD con una tabla de probabilidad de demanda **(TPD)**, por lo cual se debe seguir el proceso anterior.

- Modelado de confiabilidad para las unidades de GD

Debido al carácter variable de las fuentes de energía renovable, es necesario determinar la confiabilidad de las unidades de generación, es decir determinar la confiabilidad desde el punto de vista de la generación.

En la evaluación de la confiabilidad en la generación se puede utilizar el índice LOLP “*Loss of load probability*”, que es la probabilidad de pérdida de carga, que indica el valor esperado de la probabilidad de que un generador no sea capaz de suministrar la demanda. El índice LOLP se determina por la ecuación 3.33.

$$LOLP = P(\text{Carga} > \text{Capacidad GD})$$

$$LOLP = \sum_{i=1}^n P_i \sum_{j=1}^m P(C_j < L_i) \quad (3.33)$$

Donde:

n : Número total de niveles de la probabilidad de demanda (TPD).

m : Número total de niveles de la probabilidad de capacidad (TPC).

P_i : Probabilidad del nivel de carga i -ésimo de la tabla TPD.

C_j : Capacidad de GD en el nivel j -ésimo.

L_i : Carga en el nivel j-ésimo.

Los pasos para hallar el LOLP son los siguientes:

1. Se estima el promedio de los valores de potencia de salida o demanda para cada segmento de la tabla (TPC) y de la tabla (TPD), de sus respectivas curvas.
2. Para cada segmento de la tabla TPC se busca la probabilidad la capacidad de generación en la que la demanda de carga promedio exceda la potencia generada promedio. Y se suma todos los valores encontrados.
3. La probabilidad de cada nivel de demanda de la tabla TPD se multiplica por la probabilidad del punto 2.
4. La suma los productos de probabilidad del paso 3 da el valor de LOLP.

Estos pasos se comprenden mejor con la ecuación 3.33.

- Modelado de la confiabilidad al integrar la GD con la red de distribución.

El proceso de integración de las unidades de GD con la red de distribución tiene la posibilidad de éxito o no, por lo tanto existe una probabilidad de conexión, lo que da lugar a la confiabilidad de la integración. ^{Nota xv}

Durante una interrupción del servicio, el evento de: desconexión del suministro principal con la carga y luego la conexión de la carga con la GD, puede ser modelado como la probabilidad de inicio y conexión de GD y denominándolo " P_{ss} " que tiene una tasa de reparación " μ_{ss} ". Esta probabilidad se calcula con la ecuación 3.34.

$$P_{ss} = \frac{\text{Número de operaciones exitosas}}{\text{Número total de intentos de operaciones}} \quad (3.34)$$

Además es necesario tener un valor que indique las transiciones entre la operación y el fallo de las unidades de GD, basados en la probabilidad de que estas puedan abastecer la demanda. Esto se determina mediante el modelo de la figura 3.15.

^{xv} En el anexo 3.3 se muestra una opción sencilla para determinar el tiempo de restitución del servicio por medio de GD

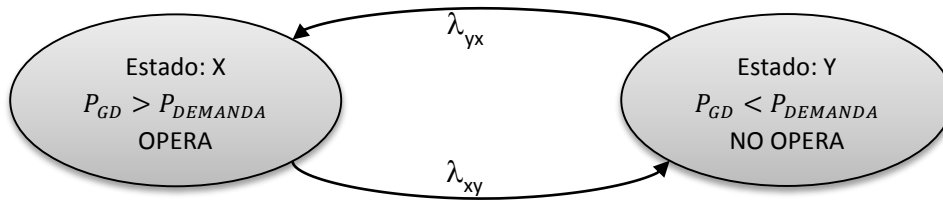


Figura 3.15 Diagrama de transición de los 2 estados de GD ^[56]

La transición λ_{xy} se calcula con la ecuación 3.35.

$$\lambda_{xy} = \frac{\text{Número de transiciones observadas de } x \text{ a } y}{\text{Tiempo total que permanece en } x} = \frac{N_{xy}}{D_x} \quad (3.35)$$

λ_{xy} corresponde a la tasa de transición desde el estado “x” (GD proporciona energía) al estado “y” (GD no proporciona energía), y se calcula mediante las ecuaciones 3.36 y 3.37. Con las mismas ecuaciones se halla λ_{yx} , sustituyendo λ_{xy}^i por λ_{yx}^i .

$$\lambda_{xy} = \lambda_{xy}^1 P_1 + \lambda_{xy}^2 P_2 + \dots + \lambda_{xy}^n P_n \quad (3.36)$$

$$\lambda_{xy} = \sum_{i=1}^n \lambda_{xy}^i P_i = \sum_{i=1}^n \frac{N_{xy}^i}{D_x^i} P_i \quad (3.37)$$

Donde:

- i : Representa cada nivel de la demanda de la carga.
- P_i : Probabilidad de permanecer en el nivel i .
- D_x^i : Tiempo total que permanece en el estado x .

3.1.4.3.9 Algoritmo base para la evaluación de confiabilidad para la propuesta metodológica de beneficios técnicos

Después de haber analizado varios métodos de evaluación de confiabilidad se propone establecer un algoritmo base para una correcta evaluación de la confiabilidad, este integra a las características propias de la GD con ER al modelo convencional de evaluación de los sistemas de distribución. Para ello se muestra el algoritmo en el diagrama de flujo de la figura 3.16.

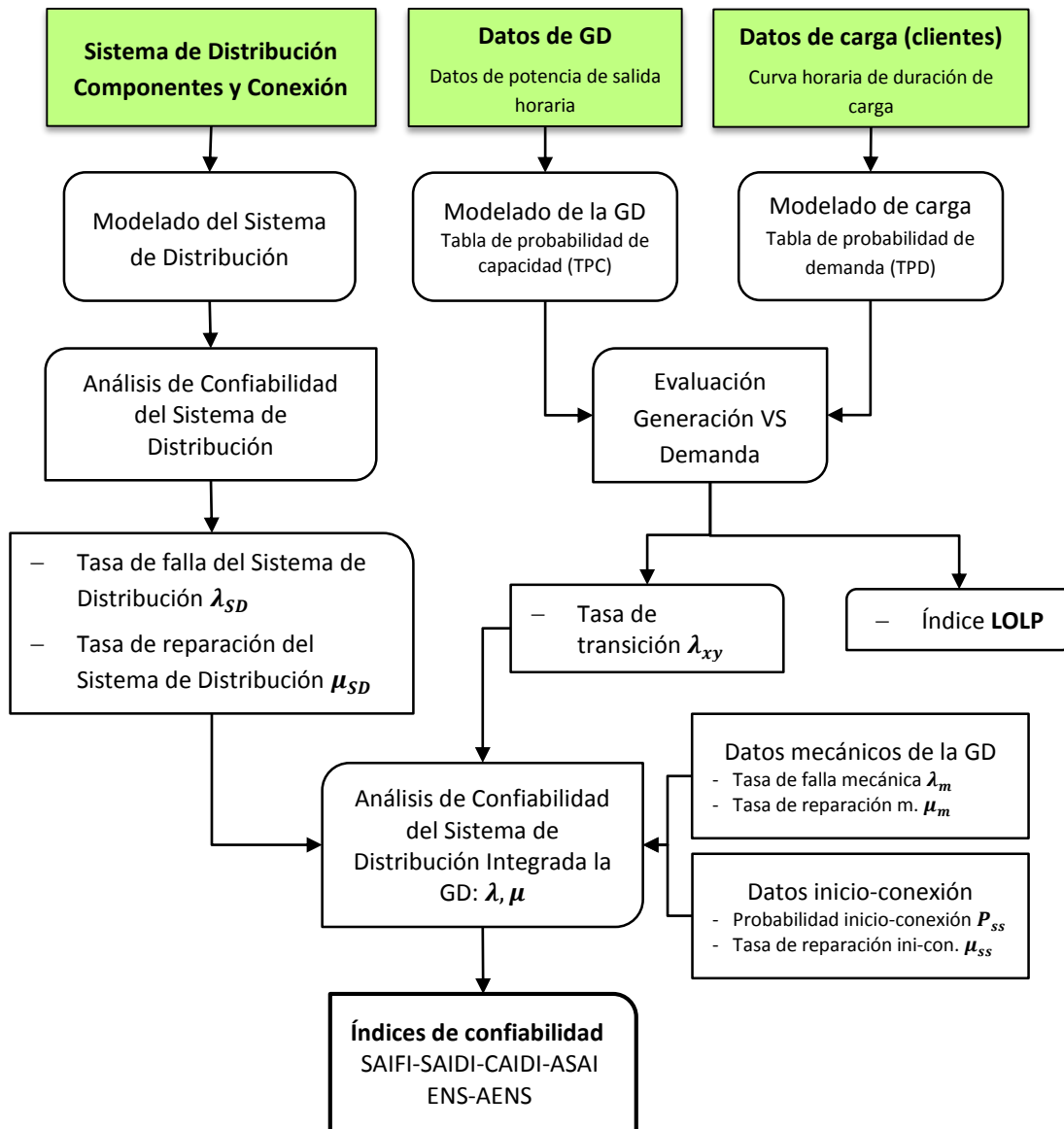


Figura 3.16 Diagrama de flujo de la evaluación de confiabilidad los sistemas de distribución con GD renovable [56]

La figura 3.16 describe el algoritmo base para realizar una correcta evaluación de confiabilidad de la GD con energía renovable.

El objetivo final es encontrar los principales índices SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ENS y AENS, lo que permitirá encontrar el rendimiento del sistema.

Este algoritmo se explica de mejor manera por medio de los siguientes pasos:

1. Analizar la confiabilidad del sistema de distribución sin las unidades de GD, con el fin de obtener las tasas de falla del sistema: λ , μ ó (U) y r .

2. Realizar un análisis para determinar la confiabilidad de las unidades de GD desde el punto de vista de “confiabilidad de generación”, lo que permite saber si estas unidades son capaces de abastecer a la demanda.

Para este fin se realiza las tablas de “probabilidad de capacidad” y “probabilidad de demanda” con su correspondientes curvas de capacidad y de demanda.

El fin es encontrar algunos índices relacionados con la confiabilidad de generación: en este algoritmo base se propone hallar el índice LOLP que es usado en evaluaciones habituales de confiabilidad de generación que se puede determinar mediante el uso de un método adecuado como el basado en “la duración de curva de carga horaria”.

Después encontrar la tasa de transición de los estados “ λ_{xy} ” que toma en cuenta la característica variable de la GD. Esta tasa de transición se puede encontrar mediante un modelo de MARCOV de 2 componentes por lo tanto un modelo de 4 estados. En el ANEXO 3.4 se presenta este modelo.

3. El tercer paso es integrar todos los parámetros ya encontrados:
 - a. Índices del sistema sin GD: λ, μ .
 - b. Parámetros de generación: tasa de transición λ_{xy} . Además tener en cuenta la generación VS carga mediante el índice LOLP.
 - c. Parámetros mecánicos de la GD: Tasa de falla mecánica λ_m , tasa de reparación mecánica μ_m .
 - d. Parámetros de la puesta en marcha o inicio de la GD: Probabilidad inicio-conexión P_{SS} , tasa de reparación μ_{SS} .

El objetivo del paso 3 es obtener la confiabilidad total del sistema. Según el método de Markov es la disponibilidad (A) e indisponibilidad (U); así también como la probabilidad de que el sistema se encuentre en ese estado y la frecuencia de falla del sistema. Para esto se puede utilizar un adecuado modelo de MARKOV. En el ANEXO 3.4 se detalla el modelo de MARKOV adecuado y en la referencia [66] se obtiene información extra acerca de este procedimiento.

4. Finalmente se calcula los índices que determinaran el rendimiento del sistema: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ENS, AENS.

3.1.4.4 Análisis de la calidad de voltaje en los sistemas de distribución con GD

3.1.4.4.1 Introducción

La calidad de voltaje de los sistemas eléctricos es uno de los aspectos concernientes al tema de la calidad de energía, el cual tiene dos partes ^[48]: calidad de voltaje y calidad de corriente. Se ha mencionado que la calidad de voltaje forma parte de los objetivos primarios del sistema por lo cual es necesario evaluarla.

La inserción de la GD puede tener un impacto sobre ^[57]: el perfil de voltaje, las pérdidas del sistema, el mejoramiento en la confiabilidad y calidad de la energía. Cuando se trata el tema de perfil de voltaje y pérdidas de potencia el impacto sobre el sistema eléctrico no siempre es favorable, pudiendo existir tanto beneficios como problemas, esto depende de factores como la ubicación de la GD, la cantidad de GD y el tipo de red de distribución.

3.1.4.4.2 Criterios de evaluación

La evaluación del rendimiento de los sistemas eléctricos se da sobre aspectos vulnerables y que podrían ser afectados desde el punto de vista de la calidad de voltaje, estas afectaciones se derivan en problemas como ^[58]: huecos de tensión, sobretensiones, cortes y armónicos. En el Capítulo 2 se detalla con más precisión estos fenómenos.

Por lo tanto en este trabajo cuyo objetivo es valorar los aspectos positivos de las energías renovables no es conveniente realizar una evaluación típica^{xvi} del sistema eléctrico sobre los problemas mencionados, ya que las ER o más puntualmente la GD no necesariamente tiene injerencia directa sobre ellos, siendo las principales causas: cargas no lineales como variadores de velocidad, balastos electrónicos

^{xvi} Una evaluación típica incluye la evaluación de varios índices entre los cuales se tiene: Flicker, desequilibrio, armónicos, huecos de tensión, swells, interrupciones momentáneas, transitorios. Se tiene una referencia en: CIGRE WG36-07: "Power quality indices and objectives" o en la norma "EN-50160"

para lámparas fluorescentes y fuentes de alimentación para máquinas de soldar, acontecimientos tales como el suministro de grandes cargas de energía momentáneos y cortocircuito en las empresas eléctricas. Esto no quiere decir que la GD no tiene efecto sobre aspectos relacionados a la calidad del voltaje, la GD si tendrá efectos cuya determinación es posible mediante un análisis más preciso.

Por lo tanto en este trabajo se propone evaluar aspectos en los cuales las ER tengan un aporte positivo, dicha evaluación se pretende realizar mediante ciertos índices, de la misma forma como se realizó la evaluación de la confiabilidad, considerando los siguientes puntos:

1. Mejoramiento del perfil de voltaje

El perfil de voltaje de los sistemas eléctricos específicamente en los de distribución se puede mejorar en presencia de, o con la introducción de la GD, es decir la GD puede permitir que el voltaje se mantenga en rangos aceptables en los terminales de la carga o consumidores. Sin embargo este hecho está en función de dos factores: la ubicación y la cantidad de GD, se puede anticipar que el perfil del voltaje aumentará si la generación está ubicada cerca de la carga. Además entre las principales razones para este aumento concordando con lo expuesto en el Capítulo 2, es que la GD puede proporcionar un flujo de potencia activa y reactiva permitiendo una reducción de flujo de corriente en las líneas de distribución y consecuentemente una elevación en el nivel de voltaje.

2. Reducción de pérdidas en líneas del sistema eléctrico

La reducción de pérdidas se presenta en líneas de transmisión y distribución. En líneas de trasmisión se produce una reducción de pérdidas debido a la disminución de flujos de potencia reactiva circulantes por dichas líneas. La reducción de pérdidas en líneas de distribución se produce por la inyección de potencia reactiva mediante las unidades de GD. Es necesario acotar que al igual que en el punto anterior, la ubicación y la cantidad de GD, así también como el tipo de tecnología de su interfaz son claves para obtener beneficios por reducción de pérdidas.

3.1.4.4.3 Aspectos básicos de la evaluación de calidad de voltaje para la propuesta de la metodología de beneficios técnicos ^[59]

Para evaluar la calidad de voltaje en los sistemas de distribución se propone el uso de índices al igual que en la evaluación de confiabilidad, con el fin de cuantificar el rendimiento del sistema mediante los valores de los índices. Por lo tanto los índices medirán el desempeño del sistema de acuerdo a valores de determinados atributos eléctricos, así los índices se pueden clasificar en dos grupos acuerdo a lo siguiente:

1. Índices con un aumento del valor de un determinado atributo.
2. Índices con una reducción del valor un determinado atributo.

La obtención de los índices se realiza mediante un cálculo cuyos datos son las medidas de los valores de ciertos atributos eléctricos del sistema con GD y sin GD. Si la introducción de GD resulta beneficioso para el sistema, los índices pertenecientes al grupo 1 tendrán un valor mayor a la unidad, mientras que los índices pertenecientes al grupo 2 tendrán un valor menor a la unidad.

Además para obtener un solo valor que permita una mejor comparación, se puede definir un índice general "IG" mediante la ecuación 3.38, el cual está compuesto por los índices de los dos grupos.

$$IG = \sum_i^n FP_i \times IC1_i + \sum_j^m FP_j \times \frac{1}{IC2_j} \quad (3.38)$$

Donde:

FP_i y FP_j: Son factores de ponderación de los índices.

IC1_i: Índices de los atributos de la categoría 1.

IC2_j: Índices de los atributos de la categoría 2.

n y m: son el número de índices a considerar en la evaluación.

Además el factor de ponderación es un valor entre cero y uno que el evaluador debe dar según el grado importancia del parámetro, los factores de ponderación de cada parámetro o índice deben cumplir con la ecuación 3.39.

$$\sum_i^n FP_i + \sum_j^m FP_j = 1 \quad (3.39)$$

Sin embargo este índice general es opcional y posteriormente en el desarrollo de la propuesta metodológica se considerara o no añadir o usar este índice.

En el capítulo 4 se describirán los índices que formarán parte de la metodología de los beneficios técnicos.

3.2 CONSIDERACIONES PARA EL DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA DE BENEFICIOS ECONÓMICOS, SOCIALES Y AMBIENTALES ^[61]

En esta sección se pretende establecer los principales parámetros para establecer el procedimiento a seguir en la realización de la metodología de beneficios económicos, sociales y ambientales, teniendo como referencia a la metodología que se encuentra en [61].

Inicialmente se puede establecer que al contrario de la evaluación de beneficios técnicos en la cual se toma como referencia a la GD, en la evaluación económica se toma en general a todas las fuentes de ER. En los siguientes puntos se analizará estos aspectos que permitirán establecer los parámetros para la posterior realización de la metodología.

3.2.1 INTRODUCCIÓN

La metodología que se pretende realizar, evalúa tres aspectos: Económicos, sociales y ambientales de forma integral ya que todos ellos están relacionados entre sí. Además los aspectos ambientales y sociales tienen un fin económico, así los beneficios sociales tienen un trasfondo económico como también los beneficios ambientales tienen una estímulo en valores económicos.

Por esta razón se propone realizar una evaluación general de las energías renovables y no solamente de la GD, aunque esta última pertenece a la primera.

En relación a la GD y desde el punto de vista económico y desde un análisis anterior a la operación, es decir con respecto a la construcción y desarrollo de los proyectos, la GD presenta una menor inversión a comparación de las grandes centrales convencionales, debido principalmente a su tamaño. Entre los beneficios ya desde el punto de vista operacional que tiene la GD a breves rasgos se puede citar lo siguiente:

- La introducción de GD viene a ser un sustituto de posibles inversiones para nueva capacidad de potencia, debido al aporte de energía que la GD pudiera proveer, lo que permite el aplazamiento o sustitución de proyectos grandes tanto en generación como transmisión. Esta sustitución será posible cuando los proyectos tienen las siguientes características:
 - Proyectos en áreas remotas o áreas rurales en las cuales es preferible tener GD en lugar de tender líneas de distribución.
 - Proyectos en áreas que experimentan un aumento leve o incierto, de demanda, en ciertos casos es preferible colocar unidades de GD a realizar una modificación de la instalación.
 - Proyectos donde ciertos consumidores con gran carga pueden tener un área de generación que suministre parte de su carga lo que permita que no se construya toda la infraestructura para su alimentación.
- Cuestiones ambientales, es uno de los beneficios ampliamente visibles. En definitiva debido a la poca producción de emisiones de gases de efecto invernadero hacia la atmósfera durante su operación. Sin embargo hay que diferenciar que no todas las tecnologías de GD son limpias, sino solo las que utilizan recursos renovables, cabe señalar que en este trabajo solo se toma en cuenta la GD procedentes de fuentes renovables.

Los beneficios de las energías renovables ya se establecieron en el Capítulo 2 de una forma general, medianamente detallada, sin embargo es necesario establecer la forma de poder analizar y cuantificar ordenadamente estos beneficios. Eh ahí la necesidad del desarrollo de una metodología.

En general en la propuesta metodológica se pretende plantear que es lo que se desea evaluar y con qué criterios, además es necesario acotar aunque es algo implícito en el proceso de este trabajo, que no se evaluará los temas relacionados con el desarrollo de proyectos que incluyen también aspectos económicos, sociales y ambientales.

3.2.2 BASES DE LA METODOLOGÍA

Las bases de la metodología indican los aspectos necesarios para establecer una metodología correcta.

En este trabajo se propone evaluar los aspectos económicos, sociales y ambientales mediante una comparación de dos escenarios:

1. Un escenario base en el cual se presenta al sistema eléctrico con las energías convencionales.
2. Un escenario base añadiendo a las energías renovables que hacen su aporte.

En el gráfico de la figura 3.17 se muestra el enfoque de la metodología de evaluación de beneficios económicos referida anteriormente (referencia [61]), en la cual se analizan los beneficios económicos globales. En este trabajo se propone tomar este enfoque como punto de partida y posteriormente hacer diferenciaciones adecuadas.

En esta metodología se realiza un análisis sistemático y macroeconómico^{xvii} con el objetivo de determinar y cuantificar impactos directos, indirectos y externos implícitos de cada escenario.

^{xvii} Macroeconomía: La economía forma parte de las ciencias sociales y se centra en el análisis de los procesos de producción, intercambio y consumo de bienes y servicios. Se trata de la disciplina que estudia la satisfacción de necesidades ilimitadas con recursos escasos. La macroeconomía, por su parte, es la rama de la economía que se encarga de estudiar los sistemas económicos de una región o país como un conjunto. Para esto utiliza magnitudes colectivas como la renta nacional o el nivel de empleo, entre otras. La macroeconomía, por lo tanto, estudia el monto total de bienes y servicios producidos en un determinado territorio. Suele ser utilizada como una herramienta para la gestión política, ya que permite descubrir cómo asignar los recursos (escasos) para potenciar el crecimiento económico y mejorar el bienestar de la población.

- *Análisis sistemático: “En este análisis se estudian los impactos directos, los cuales son estimados a partir de los costos relacionados a la inversión y operación del sistema eléctrico”.*
- *Análisis macroeconómico: “Incluye impactos directos de la actividad eléctrica de generación y su vinculación al resto de los sectores de la economía, que está relacionado al crecimiento de la economía del país. Y también impactos indirectos que comprenden aspectos que se derivan de la creación y operación de las ER y tienen una contribución a la actividad económica general ya sea ámbitos del sector eléctrico o no, por ejemplo la generación de empleos. Así se puede comparar en los dos escenarios la generación de empleo directo e indirecto realizando una evaluación no en términos monetarios sino en número de empleos, y además de la contribución directa e indirecta al PIB^{xviii} de cada país.”*

Estos impactos directos e indirectos finalmente terminan representando el bienestar social de la población de un país o una región, y generalmente dependen de ciertas actividades, en este caso particular a la operación de centrales de generación.

Además dentro del contexto de una evaluación macroeconómica, es de gran importancia el análisis de las *externalidades*, que son los impactos externos, en este caso debido a la inserción de ER. Entre los principales impactos externos se tiene por ejemplo, “a los costos y beneficios implícitos en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero (toneladas CO₂ equivalente), y en la generación de emisiones de contaminantes locales (material particulado)”. Estos impactos tienen implicaciones en aspectos ambientales y de salud pública, que merecen un análisis en términos de los costos y beneficios que se generarían por la operación de las centrales en cada escenario (con ER y sin

^{xviii} PIB: “En macroeconomía, el producto interno bruto (PIB) conocido también como producto interior bruto o producto bruto interno (PBI), es una magnitud macroeconómica que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios de demanda final de un país (o una región) durante un período determinado de tiempo (normalmente un año).” Fuente Wikipedia

ella). Estos impactos de las externalidades pueden cuantificarse monetariamente.

Finalmente existen otro tipo de impactos como son el uso de aguas y el uso de suelos.

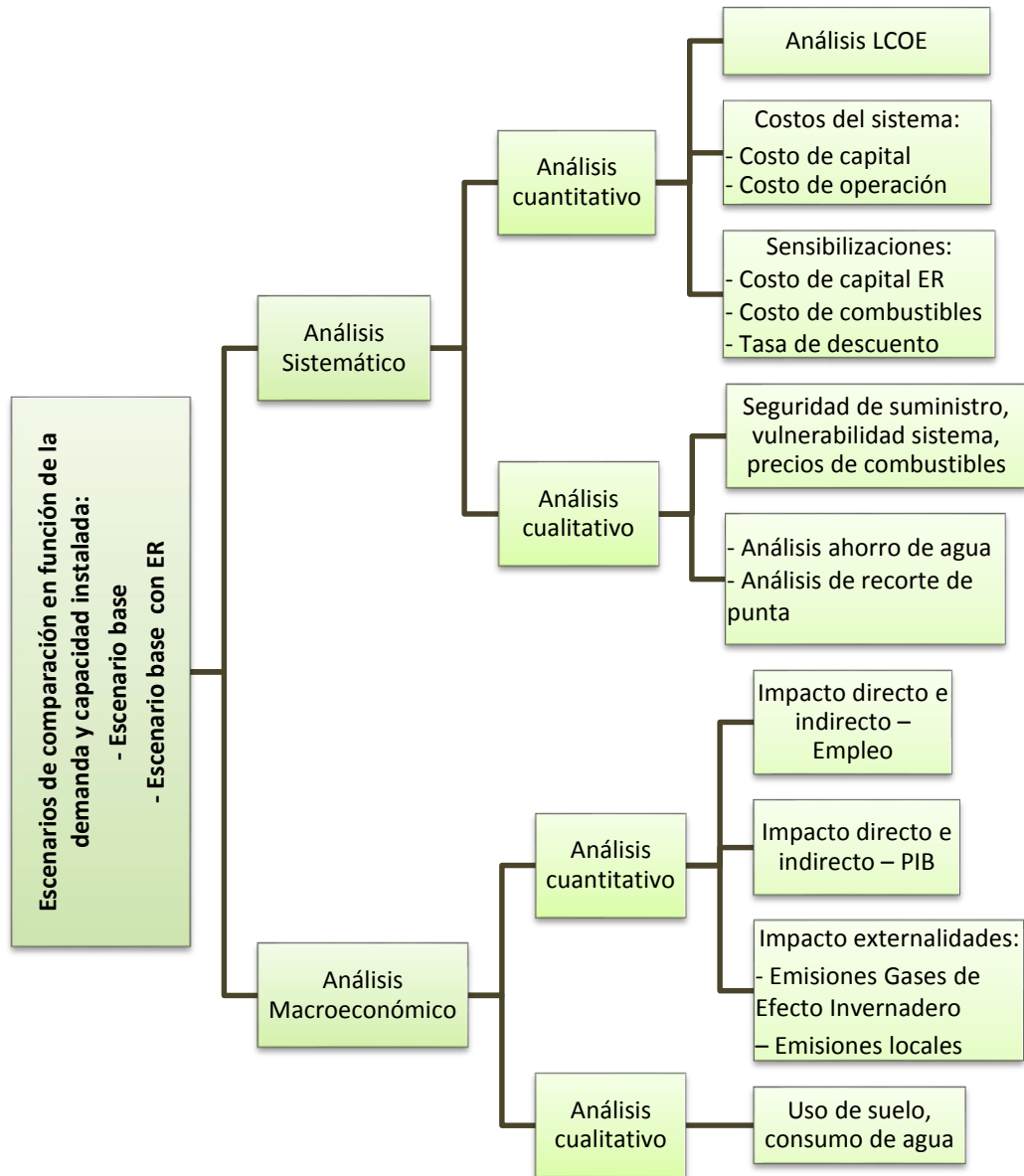


Figura 3.17 Enfoque general de la metodología de beneficios económicos [61]

3.2.2.1 EXTERNALIDADES ^{[62], [63]}

3.2.2.1.1 Generalidades

Uno de los beneficios más importantes de las ER es que su utilización contribuye de gran forma a la solución para combatir el cambio climático y calentamiento global producido por gases de efecto invernadero, teniendo el sector eléctrico culpabilidad del cambio climático por la utilización de combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica.

En este contexto es favorable la expansión de la generación con fuentes de energía renovable, sin embargo alrededor de este hecho existen ciertas incertidumbres relacionadas principalmente con los costos, ya sea de inversión u operación frente a los costos de las energías convencionales.

Las externalidades son los costos globales relacionados a un proyecto, en este caso a la generación de energía. Para tener una mejor comprensión se cita una definición existente en la literatura.

Según ^[62] las externalidades son: *“todos aquellos impactos al ambiente o a las personas derivados de la generación de la electricidad, los cuales tienen un costo, y que a pesar de ser contemplados, no se refleja su precio en el mercado, recibiendo así únicamente compensaciones por sus repercusiones”*.

Así, las externalidades incluyen o determinan impactos sociales y ambientales:

- Sociales: Salud, enfermedades respiratorias ocasionadas por la contaminación provenientes de la utilización de combustibles fósiles.
- Ambientales: impactos al cambio climático y a la biodiversidad.

Estos impactos establecen beneficios y/o desventajas de acuerdo al tipo de tecnología usada. Por lo mencionado anteriormente se puede decir con veracidad que las ER presentan beneficios. Por lo tanto para determinar estos beneficios se requiere de una metodología que pueda cuantificar de una forma correcta a las externalidades.

3.2.2.1.2 Breve descripción de metodologías de externalidades ^[62]

Esta metodología tiene por objetivo cuantificar en términos monetarios las externalidades producidas por la generación de electricidad. Existen varias metodologías con características propias, a continuación se detallan brevemente estas metodologías.

a) Metodología “ExternE”

“Emplea el método de la ruta de impacto para determinar el daño producido por cada impacto y su valoración en términos monetarios. Permite calcular el daño marginal específico para cada tecnología.”

b) La metodología de Análisis del Ciclo de Vida (ACV)

Evalúa el impacto ambiental mediante la medición de las emisiones y daños generados durante el proceso de producción. Se basa en el enfoque de “Vías de Impacto”. Para su desarrollo se requiere una amplia gama de datos y estudios preliminares.

c) La metodología *New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS)*:

Transforma los impactos ambientales directos e indirectos en índices como el valor monetario. Está basada en la metodología ExternE.

d) Metodologías simplificadas:

Son metodologías desarrolladas por el Organismo Internacional de la Energía Atómica y basado en el enfoque de “Vías de Impacto” Se caracterizan porque su forma de cálculo es más sencillo e ideal para países que no puedan desarrollar otro tipo de metodologías más complicadas debido a los múltiples estudios económicos que conllevan.

CAPÍTULO 4

PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS BENEFICIOS DE LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES

En este capítulo se desarrolla la metodología propuesta en sí, considerando toda la investigación y a todas las conclusiones que se llegaron en los capítulos anteriores.

La metodología tiene por objetivo ser puntual y directa, que permita obtener una forma de evaluación de beneficios globales en la operación de las centrales de energía renovable.

4.1 INTRODUCCIÓN

Para determinar los beneficios del tipo técnico como se propuso en el Capítulo 3, se toma como referencia a las ER que están incluidas en la generación distribuida (GD), por este motivo el análisis se establece casi exclusivamente sobre los sistemas de distribución, aunque finalmente se obtienen beneficios para todo el sistema eléctrico.

Para determinar los beneficios económicos no se realiza esa diferenciación y el análisis se establece sobre todas las ER en general, además los beneficios sociales y ambientales tienen un trasfondo también económico.

4.2 ESTRUCTURA DE LA METODOLOGÍA

La estructura de la metodología se muestra de forma resumida en la figura 4.1.

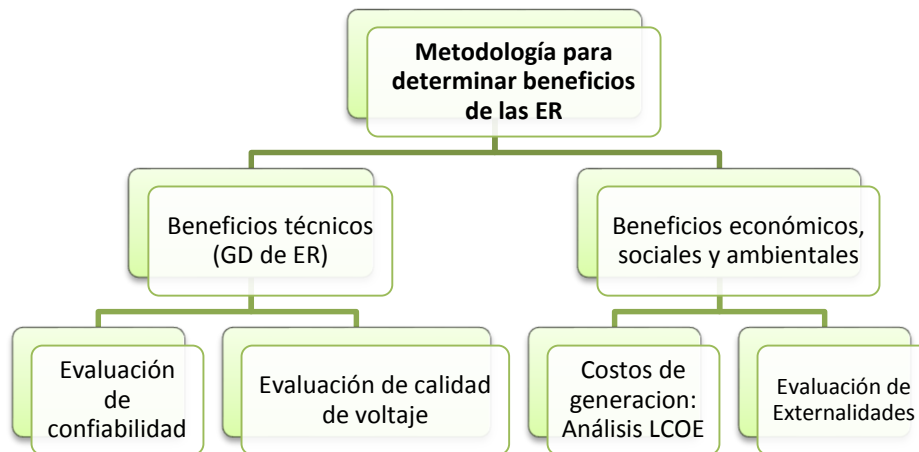


Figura 4.1 Estructura de la metodología

4.3 METODOLOGÍA DE BENEFICIOS TÉCNICOS

4.3.1 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

4.3.1.1 Introducción

Los principales parámetros que determinan la confiabilidad en los sistemas eléctricos son: La frecuencia y duración de las interrupciones de servicio. En este trabajo se intenta tomar en cuenta este criterio y aplicarlo a los sistemas eléctricos de distribución.

Las evaluaciones de confiabilidad en los sistemas de distribución que se han realizado a lo largo de la historia generalmente han sido en redes de distribución de topología radial, en la cual el flujo de corriente es unidireccional ya que el suministro de energía es único y se origina en las barras de las subestaciones.

Con la inserción de otras fuentes como la GD la evaluación de la confiabilidad se debe adaptar a nuevas características que adquieren los sistemas, producto de la implementación de estas nuevas fuentes de generación.

El uso de la GD permite que el sistema presente mejores niveles de confiabilidad, la GD puede operar de varias formas entre las principales están:

1. La GD actúa como fuente de energía en paralelo con la fuente principal.

2. La GD se la considera como una fuente de respaldo ante eventos de interrupciones debido a fallas.
3. Es la combinación de las anteriores.

Siendo esta última la mejor opción para el posible incremento de la confiabilidad mediante la reducción del tiempo de restitución del servicio. Así para tal efecto es necesario un procedimiento de formación de islas de tal manera que las cargas del sistema puedan abastecerse tanto del suministro principal como de fuentes alternas. Sin embargo la GD como fuente de respaldo también presenta un cierto grado de incertidumbre relacionado a la disponibilidad y capacidad de abastecimiento, ya que las centrales de GD utilizan recursos renovables con características de aleatoriedad y de límite de capacidad.

4.3.1.2 Algoritmo propuesto

En el Capítulo 3 se analiza cierta información que es importante para desarrollar una correcta evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos, específicamente en sistemas de distribución que tienen unidades de GD de ER, esa base teórica permite proponer el algoritmo. En primera instancia se define las características del sistema de distribución a ser evaluado y luego se establece el cálculo de la confiabilidad.

4.3.1.2.1 Modelado de la red de distribución

La metodología se puede efectuar en una red de distribución que cumpla las siguientes características:

1. El sistema de distribución es radial.
2. El sistema de distribución radial tiene un interruptor principal y seccionador en el alimentador principal.
3. El sistema radial tiene sub-alimentadores o zonas secundarias o zonas laterales, cuyos dispositivos de protección son interruptores o fusibles.
4. Los eventos de falla del sistema son reparadas uno a la vez.
5. Los dispositivos de protección del sistema son altamente confiables.

6. Si una falla ocurre las cargas estarán dentro de esta clasificación:
- a. Las cargas ubicadas en la sección de la falla quedaran aisladas y el tiempo de restitución de energía es igual al tiempo de reparación o cambio de el/los componente/s fallidos.
 - b. Las cargas ubicadas aguas abajo de la falla quedaran aisladas y el tiempo de restitución de energía será igual al tiempo del punto (a). En el caso que la red tenga unidades de GD, el tiempo de restitución del servicio es igual al tiempo que las unidades de GD necesiten para entrar en operación, tomando en cuenta el tiempo necesario para la formación de islas en el sistema.
 - c. Las cargas ubicadas aguas arriba de la falla quedaran aisladas y el tiempo de restitución de energía será igual al tiempo en el que su seccionador o el interruptor realice la operación de reconexión.
 - d. Cargas ubicadas fuera de zona de falla: en el caso que la falla se dé en una sección secundaria y esta quedara aislada debido a la apertura de los dispositivos de protección como el fusible.

En esta clasificación se debe señalar que existen tiempos adicionales como el tiempo para aislar la falla, pero estos son tiempos mínimos y no son tomados en cuenta.

4.3.1.2.2 Como determinar la confiabilidad

La determinación de la confiabilidad de un sistema eléctrico no se realiza mediante un proceso único e igual para todos los sistemas, el evaluador deberá escoger un método de acuerdo al sistema a evaluar, esto depende del tipo de sistema, la complejidad, el número de elementos, etc. En este trabajo en el cual se evalúa sistemas con GD se propone lo siguiente:

- 1) Determinar la capacidad (MW) que la central puede alimentar, esto dependerá de las características de la central. Este análisis se puede cuantificar con mayor certeza mediante un análisis de confiabilidad de generación vs carga de la misma forma como se muestra en la sección 3.1.4.3.8 del Capítulo 3 con ciertos índices como el LOLP o el LOLE.

- 2) De acuerdo al sistema de distribución en estudio formar islas con el objeto de aislar una falla y dividir el sistema para alimentar de forma eficiente de manera que no todo el sistema quede sin servicio y cierta parte del mismo se alimente con ER, de acuerdo a la capacidad de alimentación de las centrales de generación alternativas.
- 3) Obtener los datos necesarios para el cálculo de los índices, estos son; las tasas de falla λ , tiempo de interrupción U , y tiempo de reposición r . De los elementos que forman parte del sistema.
- 4) Calcular la confiabilidad del sistema teniendo en cuenta los métodos expuestos en el Capítulo 3. Los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI. ENS, AENS, permitirán evaluar los rendimientos del sistema.

Consideraciones adicionales:

- En el punto 4 cuando se cita calcular la confiabilidad con cualquiera de los métodos adecuados, no se pretende confundir al lector al momento de escoger un método, pero tampoco se puede encasillar a un solo método ya que los requerimientos del sistema en análisis pueden variar. El Objetivo del Capítulo 3 es proporcionar información clara para que el lector tenga una visión más amplia de la evaluación de la confiabilidad con la ER presente. Sin embargo en el Capítulo 5 se ofrece un ejemplo de aplicación para determinar la confiabilidad de un sistema de distribución.

Por otra parte el desarrollo de estudio amplio de evaluación en sí de la confiabilidad de los sistemas de distribución no está presente en el alcance de este trabajo, sino lo que en este trabajo se expresa es que la evaluación de la confiabilidad es útil para determinar los beneficios de las centrales de energía renovable.

- Para complementar la forma de cálculo de la tasa de falla (λ) señalado en la sección 3.1.4.3.3 del Capítulo 3, se detalla un procedimiento que es aplicado para un sistema de distribución radial:

Para secciones o tramos del alimentador se obtiene una tasa de falla por año (falla/año), esta se obtiene al multiplicar la tasa de falla global del alimentador (falla/año por longitud total) por la longitud del tramo en cuestión (l). Se comprende de mejor forma con las ecuaciones:

$$\lambda = \lambda' \times l \quad (\text{fallas/año}) \quad (4.1)$$

$$\lambda' = \frac{f}{L \times t} \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{km} - \text{año}} \right) \quad (4.2)$$

Donde:

λ : Tasa de falla de un tramo específico.

λ' : Tasa de falla de todo el alimentador en general.

f : Numero de fallas del alimentador en 1 año.

L : Longitud total del alimentador en km.

t : Periodo de tiempo tomado. Por lo general 1 año.

l : Longitud del tramo específico de cálculo.

Por lo general se da la tasa de falla por año por km, de esta manera para hallar la tasa de falla de cada tramo se multiplica la tasa dada por su longitud.

- Para establecer un beneficio paralelo consecuente a la mejora de la confiabilidad es necesario cuantificar dicha mejora en valores económicos, lo cual se logra al realizar el cálculo del costo de la energía no suministrada. El objetivo es determinar el ahorro con la inserción de las fuentes renovables, este cálculo se realiza con la ecuación:

$$\text{Valor de la energía no suministrada} = CENS \times ENS \quad (4.3)$$

Donde:

CENS: Costo de energía no suministrada.

4.3.2 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE VOLTAJE ^[59]

La evaluación de calidad de voltaje según los principios planteados en el Capítulo 3, se realiza con ciertos índices que ayudan a cuantificar a algunos atributos

eléctricos que permiten determinar el rendimiento de un sistema eléctrico, esto siempre con relación a la participación de la GD de ER. A continuación se detallan los índices que se deben evaluar.

4.3.2.1 VPII

El índice VPII (voltage profile index) cuantifica el mejoramiento del perfil de voltaje mediante la inclusión de la GD. Se define como la relación entre los índices de perfil de voltaje de un sistema eléctrico con GD y sin GD, se calcula con la ecuación 4.4.

$$VPII = \frac{VP_{w/GD}}{VP_{wo/GD}} \quad (4.4)$$

Donde:

$VP_{w/GD}$: Medida del perfil de voltaje con GD.

$VP_{wo/GD}$: Medida del perfil de voltaje sin GD.

VP se calcula con la siguiente ecuación:

$$VP = \sum_{i=1}^N V_i L_i k_i \quad (4.5)$$

$$\sum_{i=1}^N k_i = 1 \quad (4.6)$$

Donde:

V_i : Magnitud de voltaje en pu de la barra i.

L_i : Potencia (carga) en pu de la barra i.

k_i : Factor de ponderación de la carga de la barra i.

N: Número total de barras de carga.

Es necesario hacer una aclaración, de la misma forma que la evaluación de la confiabilidad se realiza en un sistema de distribución radial, en la evaluación de estos aspectos también se aplica a un sistema radial, en este caso el alimentador primario tiene múltiples barras en las cuales se originan los alimentadores

secundarios o como se les denominaba anteriormente; en sub alimentadores o zonas secundarias o zonas laterales. De ahí que a cada barra se le denomina con un número “*l*”.

Otra acotación importante es el factor de ponderación “*k*”, el cual es un valor que el evaluador debe dar un valor basado en el siguiente criterio: dar un mayor valor a las cargas que se las considere de mayor importancia y criticidad, por ejemplo, una carga de mayor importancia serán aquellas cargas más grandes, siempre que se respete la ecuación 4.6. Sin embargo todas las barras pueden tener el mismo factor de ponderación, en ese caso el valor de *k* será:

$$k_N = 1/N \quad (4.7)$$

4.3.2.2 LLRI

Índice de pérdidas en las líneas eléctricas, se define mediante la ecuación 4.8.

$$LLRI = \frac{LL_{w/GD}}{LL_{wo/GD}} \quad (4.8)$$

Donde:

$LL_{w/GD}$: Es la pérdida total en las líneas del sistema analizado con GD.

$LL_{wo/GD}$: Es la pérdida total en las líneas del sistema analizado sin GD.

Además, $LL_{w/GD}$ y $LL_{wo/GD}$ se obtienen mediante las ecuaciones 4.9 y 4.10 respectivamente.

$$LL_{w/GD} = \sum_{i=1}^M I_{A,i}^2 R_i D_i \quad (4.9)$$

Donde:

$I_{A,i}$: Corriente en pu que circula por la línea de distribución *i* con GD.

R_i : Es la resistencia de la línea *i*. Esta dada en [pu/km].

D_i : Es la longitud de la línea *i*. Esta dada en [km].

M: Número de líneas del sistema de distribución.

$$LL_{wo/GD} = \sum_{i=1}^M I_{L,i}^2 R_i D_i \quad (4.10)$$

Donde:

$I_{L,i}$: Corriente en pu que circula por la línea de distribución i sin GD.

4.3.2.3 Algoritmo para determinar los beneficios de calidad de voltaje

Tanto el primer índice como el segundo están relacionados entre sí debido a la capacidad que tiene la GD de entregar potencia reactiva a la carga.

En resumen, el sistema presenta un mejor rendimiento si se obtienen valores más altos del índice VPIL, y si se obtienen valores más bajos del índice LLRI.

Los pasos que se deben seguir para realizar esta evaluación son:

- a. Obtener los valores de: voltaje, potencia y corriente del sistema en pu. Para esto es necesario realizar una simulación mediante algún software computacional que el evaluador crea conveniente con el propósito de obtener dichos parámetros por medio de la corrida de un flujo de potencia.
- b. Obtener los valores mencionados del sistema en escenarios sin GD y con GD.
- c. Calcular los índices VPIL y LLRI mediante sus respectivas ecuaciones.
- d. Comparar dichos índices para determinar los beneficios obtenidos con la ER.

4.3.2.4 Índices adicionales de beneficios respecto a los sistemas eléctricos ^[60]

Existen índices complementarios que determinan el impacto producido por la operación de las unidades de GD sobre el sistema, cuyo resultado puede ser positivo o negativo, por lo tanto por medio de estos índices adicionales se puede valorar de mejor forma los beneficios de la GD. Estos índices toman en cuenta el carácter variable de las fuentes renovables es decir la variabilidad de los parámetros eléctricos en el tiempo. Además también se utiliza un factor de ponderación.

4.3.2.4.1 Índice de pérdidas de potencia activa y reactiva

Este índice permite determinar la reducción o aumento de las pérdidas de potencia activa y reactiva en una línea de distribución. Si ocurre una reducción de pérdidas, los valores de los índices son cercanos a la unidad. Este índice se determina mediante las ecuaciones 4.11 y 4.12.

$$ILp^k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{NH} LP_i^k}{\sum_{i=1}^{NH} LP_i^{k0}} \quad (4.11)$$

$$ILq^k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{NH} LQ_i^k}{\sum_{i=1}^{NH} LQ_i^{k0}} \quad (4.12)$$

Donde:

- LP_i^k y LQ_i^k son las pérdidas activas y reactivas respectivamente de la k-ésima configuración del sistema de distribución durante la hora i.
- LP_i^{k0} y LQ_i^{k0} son las pérdidas activas y reactivas respectivamente de la k-ésima configuración del sistema de distribución sin GD durante la hora i.
- NH: Son las horas totales del tiempo definido.

4.3.2.4.2 Índice de caída de voltaje máximo

Este índice está relacionado con la caída de voltaje promedio máximo, entre el nodo principal y el nodo o barra de carga en la hora pico del día.

$$ICV^k = 1 - \frac{\sum_{l=1}^{ND} \max \left[\frac{|\bar{V}\phi_0| - |\bar{V}\phi_j^{k,l}|}{|\bar{V}\phi_0|} \right]_{j=1}^{NN-1}}{ND} \quad (4.13)$$

Donde:

- ϕ representa las fases A, B y C.
- $|\bar{V}\phi_0|$ son los voltajes del nodo principal (igual en magnitud en las 3 fases).
- $|\bar{V}\phi_j^{k,l}|$ son los voltajes del nodo j para la k-ésima configuración del sistema de distribución analizado.

- $\max []$: es el valor máximo después del cálculo de las operaciones que están entre corchetes ([calcula]), comenzando desde $j=1$.
- l : es el día l a la hora pico.
- NN es el número de nodos analizados en el sistema.
- ND : Número de días del tiempo estimado.

4.3.2.4.3 Capacidad de reserva de los conductores

La introducción de GD cerca de la carga permite reducir el flujo de corriente en los conductores provenientes de la S/E principal que viene a ser el suministro más importante. Sin embargo en determinado momento la energía generada por la GD y el suministro de la empresa distribuidora puede ser mayor a la demanda requerida, por lo que las líneas de distribución pueden llegar a sus límites refiriéndose a la capacidad de transporte. Este índice ofrece información importante sobre las tasas máximas promedio de las corrientes que fluyen a través de la red con respecto a la capacidad nominal de los conductores. Un valor cercano a la unidad significa que los conductores tienen capacidad para soportar un flujo de corriente adicional, lo que se traduce que el sistema puede aumentar su demanda. Se define mediante la ecuación 4.14.

$$ICR^k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{NH} \max \left[\frac{|\bar{J}\phi_m^{k,i}|}{CC\phi_m} \right]_{m=1}^{NL}}{NH} \quad (4.14)$$

Donde:

- $|\bar{J}\phi_m^{k,i}|$ es la corriente a través de la rama m de la k -ésima configuración del sistema de distribución a la hora i .
- $CC\phi_m$ son las capacidades nominales de corriente de los conductores.
- NL es el número de líneas de la red.
- NH es el número de horas del tiempo determinado.
- ND : Número de días del tiempo estimado.
- $\max []$: es el valor máximo después del cálculo de las operaciones que están entre corchetes ([calcula]), comenzando desde $m=1$.

4.3.2.4.4 Corto circuito trifásico y monofásico a tierra

Este índice evalúa el efecto de un cortocircuito sobre los elementos de la red, específicamente contra los dispositivos de protección. Este efecto se evalúa en el sistema con GD y sin ella. Un valor cercano a la unidad indica un menor impacto. Se determinan con las ecuaciones.4.15 y 4.16.

$$ISC3^k = 1 - \max_{l=1} \left[\frac{\max_{j=1}^{NN} \left[\frac{Iscabc_j^{k,l}}{Iscabc_j^{0,l}} \right]}{\frac{Iscabc_*^{k,l}}{Iscabc_*^{0,l}}} \right]^{ND} \quad (4.15)$$

Donde:

- $Iscabc_j^{k,l}$ es el valor de la corriente de falla trifásica en el nodo j en la k ésima configuración del sistema de distribución a la hora pico del día l.
- $Iscabc_j^{0,l}$ es el valor de la corriente de falla trifásica en el nodo j en la k ésima configuración del sistema de distribución sin GD a la hora pico del día l.
- $Iscabc_*^{k,l}$ y $Iscabc_*^{0,l}$ son los valores de las mayores corrientes de falla trifásicas del sistema con GD y sin GD respectivamente.
- NN es el número de nodos analizados en el sistema.
- ND : Número de días del tiempo estimado.
- max denota el mayor valor comenzando desde $l=1$ en sus respectivas variables.

El cálculo del índice para una falla con un cortocircuito monofásico se calcula de forma similar al cálculo del índice con un cortocircuito trifásico. Se calcula mediante la ecuación 4.16.

$$ISC1^k = 1 - \max_{l=1} \left[\frac{\max_{j=1}^{NN} \left[\frac{Isc\phi_j^{k,l}}{Isc\phi_j^{0,l}} \right]}{\frac{Isc\phi_*^{k,l}}{Isc\phi_*^{0,l}}} \right]^{ND} \quad (4.16)$$

El algoritmo de la evaluación con estos índices es similar al de los índices que se describieron al principio de esta sección.

4.4 PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA DE BENEFICIOS ECONÓMICOS, AMBIENTALES Y SOCIALES ^[61]

4.4.1 INTRODUCCIÓN

En el Capítulo 3 se establecieron los parámetros que se evaluarían y el porqué de estas consideraciones. Sin embargo es necesario destacar que la evaluación se efectuará en la operación de las centrales mas no desde la perspectiva de evaluación de proyectos cuyo análisis abarca un conjunto de aspectos un tanto diferentes.

Se propone que la metodología de evaluación de los beneficios económicos, sociales y ambientales en la operación de centrales de ER se realice bajo dos enfoques: mediante un análisis sistemático y un análisis macroeconómico. Este tipo de análisis son referidos en el Capítulo 3. Puntualmente se propone evaluar:

- *En el análisis sistemático:* Análisis de costos de generación; preponderantemente análisis del LCOE y otros costos relacionados al mismo.
- *En el análisis macroeconómico:* Las externalidades.

Como se estableció en el Capítulo 3, la forma de evaluación será mediante la comparación de dos escenarios, uno con la participación de ER y el otro sin ella. A continuación se establecen los puntos que deben ser analizados.

4.4.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN ^[72]

El análisis del costo de generación es válido en la evaluación de las centrales porque proporciona el costo global en la producción de energía eléctrica lo que posteriormente se refleja en el costo de la energía que el usuario debe pagar. En el análisis de los costos de generación son importantes tanto los costos referidos a la

pre-operación y a la operación de las centrales, pero difieren entre sí en lo siguiente; el primer caso mayormente es un estudio de evaluación de proyectos y los análisis de inversión y financiamiento son claves. En el segundo caso se analiza los costos de operación de la central.

En este trabajo se desea evaluar solo los costos de operación, sin embargo ciertas cantidades derivadas de los costos de inversión deben ser devengadas en el periodo de la operación durante toda la vida útil de la central, por ello se utiliza el LCOE que es un cálculo global.

4.4.2.1 Análisis LCOE ^[61]

El análisis del Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy: LCOE) se realiza con el objetivo de comparar los costos de producción de las centrales de generación con diferentes tipos de tecnología y fuentes.

“El LCOE es una medida del costo promedio de generar una unidad de energía eléctrica (US\$/MWh) en cada tipo de fuente, para lograr cubrir el valor presente de todos los costos de producción durante toda la vida del proyecto de generación”. Lo que permite comparar los costos unitarios por tecnología (US\$/MWh) mediante el concepto de valor presente de cada unidad de electricidad.

Por lo tanto el precio de la energía tendrá un valor que se justifique, para que los ingresos cubran por completo los costos de producción, estos valores se verifican mediante sus valores netos correspondientes. El LCOE se calcula mediante la creación de modelos específicos de financiamiento de proyectos para cada situación. Esta estimación depende de varios factores de ingeniería que varían según la tecnología y de supuestos económicos que pueden incluir proyecciones de costos, aprendizaje, horas de uso, etc.

El valor del LCOE indica los costos de producción o generación de la energía, los principales parámetros para su determinación son ^[72]:

1. Costos de inversión: Gastos realizados durante la fase de construcción de la central.

2. Costos fijos de operación, producción y mantenimiento: Son todos aquellos costos que son independientes de cómo se opere la planta. Incluyen costos de administración, personal operativo, seguros, entre otros.
3. Costos variables de producción: Se refieren al consumo de insumos auxiliares (agua, lubricantes, aditivos, combustible), refacciones y reparaciones.
4. Gastos administrativos.

Calcular el LCOE no es una tarea sencilla, ya que para ello como se ha explicado es necesario trabajar con varias cantidades relacionadas con la economía, por esta razón en este trabajo no se desarrolla de manera detallada el cálculo del LCOE. Sin embargo en el Anexo 4.1 se muestran algunas formas de cálculo que el lector puede tomar como punto de partida para el posterior desarrollo del cálculo de LCOE. Se ha procedido de esta manera porque no se pretende encasillar a una sola forma de cálculo.

Finalmente es importante realizar una acotación final, dentro del cálculo del LCOE se toman en cuenta los parámetros de costos expuestos anteriormente y se integran en un solo cálculo, sin embargo puede ser conveniente realizar una comparación de valores específicos entre sí con el fin de observar las diferenciaciones que se vayan dando, estos valores específicos son:

- Costo de inversión o costo de capital.
- Costo combustible.
- Costo operacional.

Este último análisis de la comparación de estos parámetros se puede considerar como opcional al momento de evaluar la parte económica de las centrales.

4.4.3 CÁLCULO DE EXTERNALIDADES ^[63]

4.4.3.1 Introducción

En el Capítulo 3 se explicó la importancia de la evaluación de las externalidades asociadas a la generación de electricidad, resumiendo se puede indicar que, como

resultado de la actividad de la generación de electricidad se producen efectos o impactos externos inherentes a la misma, que según el tipo de tecnología de generación usada estos se convierten en impactos positivos o negativos para la sociedad, tales efectos se los puede clasificar en ambientales y sociales. Estos impactos se los puede cuantificar y posteriormente monetizar convirtiéndose en una herramienta de evaluación que determine que tan beneficioso es la utilización de las ER de tal manera que pueda ayudar a los diferentes organismos encargados a sustentar sus decisiones para su uso actual o futuro de dichas ER.

Es necesario señalar que una metodología correcta realiza una comparación entre la utilización de los diferentes tipos de tecnologías, generalmente con el objetivo de determinar los beneficios de las energías limpias o renovables frente a las energías convencionales cuya fuente son los combustibles fósiles.

En el cálculo de las externalidades de una central convencional se incluye el valor por las emisiones de carbono, y en el de una central con ER se incluye solo el valor de la generación.

4.4.3.2 Generalidades de la metodología ^[64]

Esta metodología propone que el cálculo de externalidades se fundamente en dos pasos, el resumen se presenta en la figura 4.2.

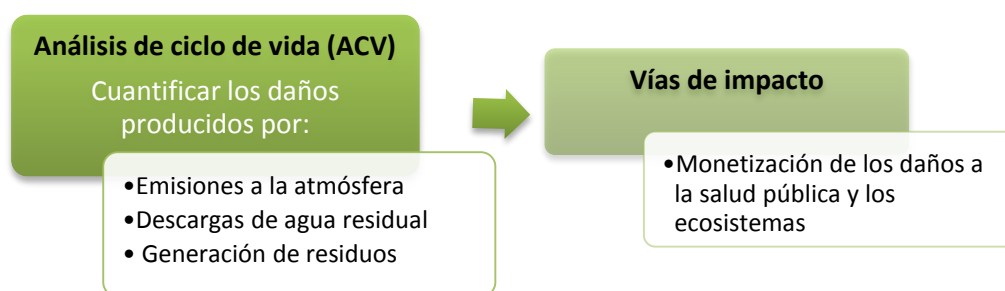


Figura 4.2 Esquema general para el cálculo de externalidades ^[64]

En el análisis de ciclo de vida (ACV) se realiza lo siguiente:

- Una cuantificación de los impactos asociados al ciclo de vida de la generación electricidad, haciendo referencia a una unidad de generación o central generadora.

- Una comparación de los impactos con índices.

En el ACV se debe especificar el alcance de análisis en función de:

1. El territorio o región que serán analizados.
2. Segmento del sistema eléctrico a ser analizado (generación, transmisión, distribución).

En este caso, es decir en este trabajo solamente se realiza el análisis de Ciclo de Vida de la fase de operación, por lo general este análisis se realiza desde fases anteriores. Además es necesario señalar que en las centrales de ER las externalidades que se producen en la etapa de operación representa solamente un 43% del total de externalidades durante todas las fases de vida de la central, mientras que en centrales que usan combustibles fósiles este valor llega a un 70%.

4.4.3.3 Contaminantes en la generación de energía

Para el desarrollo de la metodología ACV es necesario realizar un inventario estandarizado de los contaminantes que posteriormente servirán para realizar la cuantificación monetaria. Entre los contaminantes más importantes están:

- *Emisiones atmosféricas:* bióxido de azufre (SO₂), Óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), bióxido de carbono (CO₂) y otras partículas sólidas.
- *Descargas al agua:* existen varios contaminantes, se toma especial atención al nitrógeno y fosforo, estos contaminantes provienen de procesos tales como: enfriamiento del sistema principal y de los equipos auxiliares de la central, servicios generales, repuesto al ciclo de vapor, etc.
- *Residuos sólidos:* Que se generan durante la etapa de construcción, operación y desmantelamiento de las centrales. Estos residuos se los puede clasificar como peligrosos dependiendo de un análisis de propiedades corrosivas, reactivas, explosivos, inflamables, tóxicas y biológicas infecciosas. El tratamiento de los residuos depende de su clasificación.

4.4.3.4 Metodología de Externalidades

Una vez descritas las consideraciones principales de la metodología de externalidades, esta se desarrolla mediante el seguimiento de pasos.

4.4.3.4.1 Metodología Análisis de Ciclo de Vida

1) Análisis del inventario de ciclo de vida

Se cuantifican los diversos elementos que tienen relación a la central de generación. Se realizan las siguientes acciones:

- i. Recopilación y calidad de datos:
 - a. Descripción de los procesos de la unidad generadora mediante una lista con datos de operación.
 - b. Realizar un diagrama de flujo de cada proceso.
 - c. Recopilar los datos de cada proceso de acuerdo al diagrama de flujo con el objetivo de cuantificar entradas y salidas^{xix} de los mismos.
 - d. Describir las técnicas utilizadas en la recopilación de datos.
- ii. Datos y cálculos:
 - a. “Validación de datos mediante un balance de materia energía.”
 - b. “Documentación de procedimientos de cálculo y suposiciones realizadas.”
 - c. Referir los datos de cada proceso a MWh.
 - d. Estimar las emisiones a la atmósfera.

Tanto la recopilación como el cálculo de los datos se pueden realizar en hojas de datos, en el ANEXO 4.2 se muestra tres tipos de hojas guía que pueden tomarse para este propósito.

2) Evaluación del impacto

^{xix} Se entiende por entradas y salidas: a la materia o energía que entra y posteriormente sale producto de un proceso de generación.

Para calcular el efecto de los impactos, se debe hacer una asignación de categoría al impacto, esto se lo puede hacer mediante los siguientes pasos:

1. Los resultados obtenidos en el inventario, es decir todos los elementos de salidas (contaminantes) se les debe asignar una categoría, para tal fin se podría usar la tabla 4.1.
2. Caracterización: es convertir los resultados de cada categoría en indicadores que tengan unidades comunes es decir los diferentes contaminantes de una misma categoría tendrán una misma unidad. Para esto se usan factores de caracterización, como los de la tabla 4.1.
3. “Convertir los resultados de los indicadores de las diferentes categorías de impacto mediante factores numéricos”, se puede usar para este último paso el método “Eco-Indicador 99”, en el cual cada impacto ambiental es cuantificado numéricamente y se hace una ponderación mediante coeficientes que permiten obtener un valor numérico adimensional denominado “Eco-indicador”, entre más alto es el valor del Eco indicador mayor es el impacto ambiental.

Categoría de Impacto	Escala	Inventario del Ciclo de Vida	Factor de Caracterización Común	Descripción del Factor de Caracterización
Calentamiento Global	Global	Dióxido de carbono (CO ₂) Óxido nitroso (N ₂ O) Metano (CH ₄)	Potencial de Calentamiento Global	Conversión de datos del inventario a dióxido de carbono equivalente (CO ₂ e)
Smog Fotoquímico	Local	Hidrocarburos No Metánicos (HCNM)	Potencial de creación de oxidantes fotoquímicos	Conversión de datos del inventario a etano equivalente (C ₂ H ₆)
Acidificación	Regional/Local	Óxidos de azufre (SO _x) Óxidos de nitrógeno (NO _x)	Acidificación potencial	Conversión de datos del inventario a iones de hidrógeno equivalentes (H ⁺)
Eutroficación	Local	Óxidos de azufre (SO _x) Óxidos de nitrógeno (NO _x)	Eutroficación potencial	Conversión de datos del inventario a fosfatos equivalentes (PO ₄)
Toxicidad Terrestre	Local	Toxicidad química con concentración letal reportada para roedores	LC50	Conversión de datos LC50* a su equivalente
Toxicidad Acuática	Local	Toxicidad química con concentración letal reportada para peces	LC50	Conversión de datos LC50* a su equivalente
Salud Humana	Global Regional Local	Emisiones al aire, agua y suelos	LC50	Conversión de datos LC50* a su equivalente

* LC50 es la concentración a la cual el 50% de la población muestra mueren en un periodo definido.

Tabla 4.1 Categorías de Impacto Ambiental ^[64]

3) Interpretación del ciclo de vida

El objetivo principal para el análisis de Ciclo de Vida es determinar de una forma clara el impacto ambiental producto del proceso de la generación de electricidad, que permita obtener conclusiones, hacer recomendaciones, que sirva para la toma de decisiones de acuerdo a las necesidades y oportunidades para la reducción de impacto ambiental.

Esto se realiza mediante la presentación de informes que sean de fácil comprensión, completa y coherente.

4.4.3.4.2 Metodología Vías de Impacto; Estimación de emisiones a la atmósfera

El mayor impacto de las externalidades se produce por las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) sobre la atmósfera lo que se traduce directamente en el cambio climático, por tal razón el principal elemento de evaluación y cuantificación monetaria son las emisiones atmosféricas de las centrales de generación. En la figura 4.3 se muestra en porcentaje el impacto de la generación de energía eléctrica.

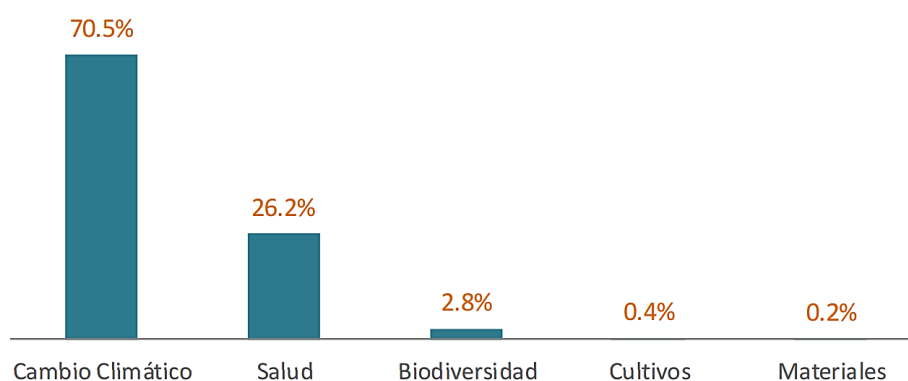


Figura 4.3 Participación de impactos en la externalidad de generación eléctrica ^[63]

La segunda parte de la propuesta metodológica de externalidades tiene el objetivo de cuantificar el impacto ambiental mediante la monetización. Para ello se utiliza el enfoque de Vías de Impacto, el cual hace la valoración económica del daño ambiental en unidades monetarias.

- Valor de las emisiones

Para calcular el valor de las emisiones se debe calcular el valor de la reducción de las emisiones, esto se hace mediante dos aproximaciones: “estimación directa del

daño ambiental y estimación indirecta, en este caso el valor de los costos asociados a la mitigación”. En el Anexo 4.3 se muestra un gráfico resumen de algunos de los métodos de cálculo de las emisiones. Y en el gráfico de la figura 4.4 solo se muestra la estimación indirecta, ya que en este trabajo se propone que se utilice este método.

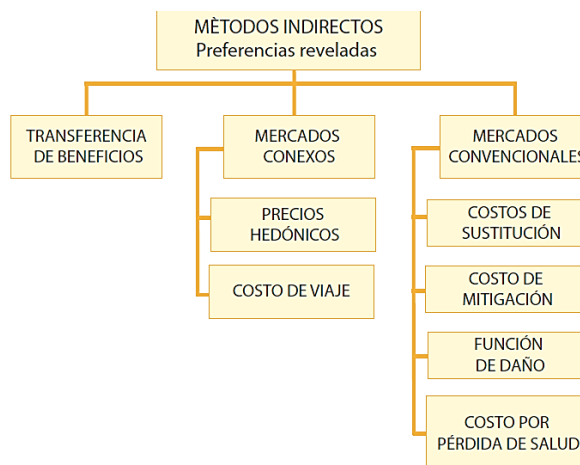


Figura 4.4 Participación de impactos en la externalidad de generación eléctrica [63]

a) Estimación directa

En la estimación directa, se busca cuantificar monetariamente los daños ambientales y en la salud de la población, producto de los contaminantes a través de las emisiones. Hacer esta cuantificación resulta muy compleja, ya que para muchos de los efectos es casi imposible realizar una cuantificación consensuada, por ejemplo la calidad de la salud, escasez del agua, etc. Además no se tiene claro la totalidad de los efectos de los contaminantes, en la Tabla 4.2 se presentan los efectos de los contaminantes sobre el ambiente y la salud.

Impacto	Daño ambiental	Efecto
Mortalidad	PM10, PM2.5, SO ₂ , O ₃ , NO _x	Reducción en la expectativa de vida debido a la exposición de corto y largo plazo
Morbilidad	PM10, PM2.5, O ₃ , SO ₂ , NO _x	Admisiones al hospital, días de actividad restringida, enfermedades cardiovasculares, tos crónica, bronquitis, asma, otros
Infraestructura	SO ₂ , deposición ácida	Oxidación de metales, cantera, granito, pintura, yeso, cemento
Agricultura	NO _x , SO ₂ , O ₃	Cambios en el rendimiento para distintos productos, efectos fertilizantes
Calentamiento global	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Efectos globales sobre la mortalidad, morbilidad, impactos costeros, agricultura, demanda de energía
Ecosistemas	Deposición ácida, SO ₂ , NO _x , NH ₃	Acidificación, eutroficación

Tabla 4.2 Algunos de los efectos de los contaminantes [64]

b) Estimación Indirecta; El costo asociado a la mitigación

La mitigación de daños ambientales busca la implementación de sistemas de mitigación para contrarrestar la contaminación. La inserción o utilización de energías renovables ofrece un beneficio externo a la operación misma de la central, siendo este un método de mitigación, entonces el beneficio económico externo producto de la operación de una central de ER es la poca o nula emisión de los GEI. La forma de evaluar este beneficio se basa en la medición de la cantidad de emisiones y el establecer un valor monetario al mismo, el beneficio se obtiene al realizar una comparación entre las emisiones de estos gases en términos de tonelada de CO_{2e} y determinar qué valor económico o ahorro se consigue al utilizar una central de ER en vez de una central que utiliza combustibles fósiles.

En este método ciertos parámetros son importantes para el cálculo de las emisiones, los cuales están dados para cada tecnología de generación y tipo de combustible utilizado.

- Factor de Emisión de CO₂, (Factor IPCC [Mt CO_{2e}/GWh]): Es la masa estimada de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada.
- Factor de planta (%).
- Capacidad de la unidad generadora (MW).

Para calcular las emisiones de los gases de efecto invernadero a la atmósfera se debe calcular la generación eléctrica anual, esto se calcula mediante la ecuación 4.17.

$$G_{anual} = C \times \frac{f}{100} \times 8760 \frac{h}{año} \quad (4.17)$$

Donde:

G_{anual} : Generación Anual [MWh].

C : Capacidad [MW].

f : Factor de planta.

Y las emisiones se calculan con la ecuación 4.18.

$$Em = fEm \times G_{anual} \quad (4.18)$$

Donde:

Em : Emisiones [t CO₂].

fEm : Factor de Emisión $\left[\frac{\text{Mt CO}_2}{\text{GWh}}\right]$.

El valor de las emisiones se obtiene mediante la ecuación 4.19.

$$VEm = Em \times CM \quad (4.19)$$

Donde:

VEm : Valor de las emisiones [\$].

CM : Costo de mitigación $\frac{\$}{\text{t CO}_2}$.

Em : Emisiones [t CO₂].

A este costo se lo debe normalizar, mediante la ecuación 4.20.

$$VEm_{(\$ / kWh)} = \frac{VEm_{anuales} (\$)}{G_{anual} (kWh)} \quad (4.20)$$

Los costos de mitigación, son variables dependiendo del tipo de tecnología de la central, y son los costos de los procedimientos que pueden emplearse para la reducción del contaminante.

Además la reducción de emisiones conlleva a la mitigación del cambio climático, esto hace posible obtener beneficios adicionales mediante el ingreso al mercado de carbono.

Otros costos relacionados con la reducción es el denominado “costo social del carbono” que es el costo social por tonelada de CO₂ emitida. Estos costos se establecen mediante rangos de valores:

Desde 17\$USD/tCO₂ hasta 350\$USD/tCO₂, para esta metodología se establece un valor de 9.87\$USD/tCO₂ ^[61].

El las externalidades también se pueden calcular mediante otros métodos, en este trabajo se propone los descritos.

4.4.3.4.3 *Otras consideraciones* ^[61]

Otras consideraciones necesarias en este análisis macroeconómico aparte de las externalidades, es el beneficio o impacto sobre:

- Impacto directo en indirecto – Empleo.
- Impacto directo en indirecto – PIB.

Estos análisis están relacionados con el crecimiento económico de toda una región o país, mediante una evaluación global de los agentes que forman parte del sector de la generación. Este es un tema amplio relativamente complejo, en este trabajo no se lo desarrolla ya que el objetivo principal del mismo es la evaluación de las centrales de ER más no de todo el sistema ecuatoriano.

4.4.4 PROCEDIMIENTO DE LA METODOLOGÍA

El procedimiento de evaluación que se propone seguir en la metodología de beneficios económicos, sociales y ambientales, es el que ya se ha planteado en los capítulos 3 y 4. Se propone comparar los dos aspectos mencionados (análisis sistemático y macroeconómico) mediante dos escenarios; un escenario con generación convencional y otro escenario con generación con energías renovables.

Mediante la evaluación de los dos casos (con ER y sin ella) se puede realizar una comparación y determinación si los costos aumentan o disminuye.

CAPÍTULO 5

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS BENEFICIOS EN LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLE

5.1 INTRODUCCIÓN

Aplicar la metodología para un sistema eléctrico amplio, por ejemplo el de un país, ciudad o región cuya extensión geográfica sea considerablemente grande y consecuentemente un sistema eléctrico extenso, tendría ciertas complicaciones sobre todo a lo que se refiere a la magnitud del proceso, debido principalmente a la gran cantidad de datos e información necesarios para la evaluación propuesta por dicha metodología. Por esa razón en este trabajo y específicamente en este capítulo se propone que la aplicación de la metodología se realice a modo de ejemplo haciendo una evaluación de una central de energía renovable del Ecuador.

5.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA LA METODOLOGÍA DE BENEFICIOS TÉCNICOS

5.2.1 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

La evaluación de la confiabilidad se realiza en un alimentador cuyas características se mencionan en la siguiente sección, en resumen es un alimentador que cuenta con una barra principal con una S/E principal conectada al SNI que abastece a todas las cargas. En el extremo final del alimentador se encuentra una unidad de generación de ER.

Por lo tanto el alimentador tiene un sistema de generación principal y un alterno que actúa constantemente y aporta energía mientras su recurso renovable lo permite. En el momento que exista un evento de falla esta central será capaz de

alimentar cierta cantidad de carga del alimentador formando una isla. Todo esto además dependerá el lugar donde se dé la falla.

5.2.1.1 Datos de la central

Los datos principales de la central que se toma para el ejemplo se encuentran en la tabla 5.1.

Datos de la central utilizada	
Nombre	“La Libertad”
Tipo	Central de energía fotovoltaica
Potencia	995 kW
Ubicación	Santa Elena

Tabla 5.1 Datos de la central

La central “La Libertad” se encuentra ubicada en la provincia de Santa Elena, perteneciente a la empresa eléctrica CNEL Santa Elena. La central “La Libertad” está conectada al alimentador Zapotal que se deriva a 13,8 kV desde la subestación Chanduy. La S/E Chanduy así también como otras subestaciones de CNEL Santa Elena se conectan mediante líneas de subtransmisión al Sistema Nacional Interconectado en el punto de la Barra Santa Elena 69 kV.

El punto de conexión de la central fotovoltaica con la red se realiza a 13,8 kV.

En el Anexo 5.1 se muestran los diagramas unifilares de la red CNEL Santa Elena, así también como como del alimentador Zapotal.

5.2.1.2 Aspectos de la evaluación

En este trabajo se pretende calcular los índices de confiabilidad del alimentador bajo dos escenarios: sin la central FV y con la central FV, en este segundo caso además se propone la inserción de un disyuntor en el alimentador que permita la formación de una isla en el caso de un evento de falla.

En los Capítulos 3 y 4, se muestran las diferencias entre el procedimiento de evaluación de confiabilidad para un sistema con energía convencional y otro para un sistema con la adición de energías renovables. Se menciona que las diferentes tasas que se utilizan en el estudio de confiabilidad se pueden obtener mediante

diferentes procedimientos. A partir de dichas tasas se obtienen los índices que evalúan el rendimiento del sistema eléctrico.

En este trabajo no es concerniente realizar o desarrollar el procedimiento de obtención de estas tasas ya que el objetivo no es realizar un estudio de confiabilidad exhaustivo, sino el de analizar los índices de confiabilidad que permitirán evaluar a las centrales de ER.

5.2.1.3 Cálculo de la confiabilidad del alimentador Zapotal

5.2.1.3.1 Representación del alimentador

El alimentador Zapotal tiene una topología en configuración radial con una fuente principal de alimentación, las cargas están conectadas en serie mediante un conductor. En el extremo final del alimentador se ubica una central FV.

5.2.1.3.2 Datos del alimentador requeridos para el cálculo de confiabilidad

En este trabajo los datos de las diferentes tasas del sistema requeridas para el cálculo de la confiabilidad son obtenidas de valores típicos, es decir para propósitos del ejemplo se asumen estos valores, además para todas las líneas del alimentador se escoge la misma tasa de falla. Estos datos se muestran en la tabla 5.2.

Tasa de falla y tiempo de reparación del sistema			
	Líneas	Seccionadores	GD (ER)
λ (fallas/km-año)	0.03	-	0.5
r (horas)	4	0.5	12

Tabla 5.2 Datos del sistema

5.2.1.3.3 Cálculo de los índices de confiabilidad del sistema

Los índices de confiabilidad utilizados este análisis se calculan con las ecuaciones 3.10, 3.11, 3.15 – 3.18 del Capítulo 3. (Para este ejemplo no se calcula la disponibilidad y frecuencia de falla del sistema según el método de Markov).

Los índices se calculan en dos escenarios, con la central FV y otro sin ella.

1. Evaluación de confiabilidad sin la central FV

En la tabla 5.3 se muestran los parámetros y los resultados.

PARÁMETROS PARA EL CALCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS CARGAS B1-B44				
Tramos	Longitud (km)	λ Falla/año	r Horas	U Horas/año
1	4	0,12	4	0,48
2	5	0,15	4	0,6
3	4	0,12	4	0,48
4	4	0,12	4	0,48
5	6	0,18	4	0,72
6	6	0,18	4	0,72
7	6	0,18	4	0,72
8	5	0,15	4	0,6
9	6	0,18	4	0,72
10	4	0,12	4	0,48
11	6	0,18	4	0,72
12	6	0,18	4	0,72
13	5	0,15	4	0,6
14	5	0,15	4	0,6
15	4	0,12	4	0,48
16	4	0,12	4	0,48
17	6	0,18	4	0,72
18	4	0,12	4	0,48
19	5	0,15	4	0,6
20	5	0,15	4	0,6
21	4	0,12	4	0,48
22	5	0,15	4	0,6
23	5	0,15	4	0,6
24	4	0,12	4	0,48
25	6	0,18	4	0,72
26	6	0,18	4	0,72
27	4	0,12	4	0,48
28	4	0,12	4	0,48
29	4	0,12	4	0,48
30	6	0,18	4	0,72
31	4	0,12	4	0,48
32	5	0,15	4	0,6
33	4	0,12	4	0,48
34	4	0,12	4	0,48
35	4	0,12	4	0,48
36	5	0,15	4	0,6
37	4	0,12	4	0,48
38	4	0,12	4	0,48
39	6	0,18	4	0,72
40	5	0,15	4	0,6
41	5	0,15	4	0,6
42	5	0,15	4	0,6
43	6	0,18	4	0,72
44	6	0,18	4	0,72
Total		6,45	4,00	25,8

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD				
Puntos de carga (i)	λ_i Falla/año	U_i Horas/año	kVA Conectados	Número de Clientes
B1	6,45	25,8	4,34	78
B2	6,45	25,8	2,17	39
B3	6,45	25,8	1,16	21
B4	6,45	25,8	50,87	921
B5	6,45	25,8	4,62	83
B6	6,45	25,8	8,67	156
B7	6,45	25,8	4,56	82
B8	6,45	25,8	1,14	20
B9	6,45	25,8	3,47	62
B10	6,45	25,8	19,31	349
B11	6,45	25,8	2,89	52
B12	6,45	25,8	2,85	51
B13	6,45	25,8	3,42	61
B14	6,45	25,8	1,71	30
B15	6,45	25,8	0,57	10
B16	6,45	25,8	1,73	31
B17	6,45	25,8	196,94	3565
B18	6,45	25,8	1,73	31
B19	6,45	25,8	1,73	31
B20	6,45	25,8	12,3	222
B21	6,45	25,8	2,89	52
B22	6,45	25,8	1,16	21
B23	6,45	25,8	122,85	2224
B24	6,45	25,8	1,73	31
B25	6,45	25,8	18,93	342
B26	6,45	25,8	1,71	30
B27	6,45	25,8	1,73	31
B28	6,45	25,8	5,78	104
B29	6,45	25,8	2,89	52
B30	6,45	25,8	17,34	313
B31	6,45	25,8	14,99	271
B32	6,45	25,8	17,34	313
B33	6,45	25,8	2,85	51
B34	6,45	25,8	1,71	30
B35	6,45	25,8	2,17	39
B36	6,45	25,8	1,16	21
B37	6,45	25,8	1,16	21
B38	6,45	25,8	11,51	208
B39	6,45	25,8	1,16	21
B40	6,45	25,8	2,17	39
B41	6,45	25,8	1,73	31
B42	6,45	25,8	1,71	30
B43	6,45	25,8	1,16	21
B44	6,45	25,8	264,41	4787
Total				14978

Índices de Confiabilidad			
SAIFI (Interrupción/Cliente)	SAIDI (Horas/Cliente-Año)	CAIDI (Horas/Cliente-Interrupción)	ASAI
6,45	25,8	4	0,997055
ASUI	ENS (kWh/Año)	AENS (kWh/Cliente-Año)	
0,002945	21373,236	1,426975297	

Tabla 5.3 Evaluación Confiabilidad si central de ER

2. Evaluación de confiabilidad con ER (central FV):

Esta evaluación se realiza sobre dos casos, esto debido a la variación de generación que tiene la central FV en un día.

- **Caso 1**

Con una capacidad de generación reducida en horas del día donde la incidencia solar es menor. Se estima que la capacidad máxima de la central FV es 400 kW.

Por lo tanto se propone ubicar un seccionador fusible en el tramo 24, entre los puntos de carga 23 y 24. Esto se realiza con el propósito de formar una isla para que la central FV abastezca esa carga en el caso que ocurra una falla. En la figura 5.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la ubicación del seccionador y en la tabla 5.4 se muestran los resultados de la evaluación.

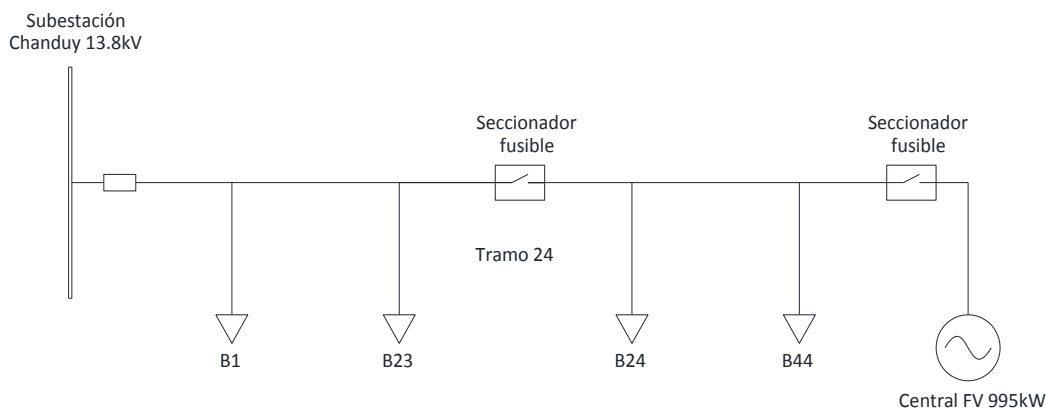


Figura 5.1 Diagrama unifilar simplificado ubicación seccionador para el alimentador Zapotal

Donde B1 – B44 son las cargas del alimentador

Caso 1, central FV con una potencia de 400 kW

PARÁMETROS PARA EL CALCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS CARGAS B1-B23				
Tramos	Longitud (km)	λ Falla/año	r Horas	U Horas/año
1	4	0,12	4	0,48
2	5	0,15	4	0,6
3	4	0,12	4	0,48
4	4	0,12	4	0,48
5	6	0,18	4	0,72
6	6	0,18	4	0,72
7	6	0,18	4	0,72
8	5	0,15	4	0,6
9	6	0,18	4	0,72
10	4	0,12	4	0,48
11	6	0,18	4	0,72
12	6	0,18	4	0,72
13	5	0,15	4	0,6
14	5	0,15	4	0,6
15	4	0,12	4	0,48
16	4	0,12	4	0,48
17	6	0,18	4	0,72
18	4	0,12	4	0,48
19	5	0,15	4	0,6
20	5	0,15	4	0,6
21	4	0,12	4	0,48
22	5	0,15	4	0,6
23	5	0,15	4	0,6
24	4	0,12	4	0,48
25	6	0,18	0,5	0,09
26	6	0,18	0,5	0,09
27	4	0,12	0,5	0,06
28	4	0,12	0,5	0,06
29	4	0,12	0,5	0,06
30	6	0,18	0,5	0,09
31	4	0,12	0,5	0,06
32	5	0,15	0,5	0,075
33	4	0,12	0,5	0,06
34	4	0,12	0,5	0,06
35	4	0,12	0,5	0,06
36	5	0,15	0,5	0,075
37	4	0,12	0,5	0,06
38	4	0,12	0,5	0,06
39	6	0,18	0,5	0,09
40	5	0,15	0,5	0,075
41	5	0,15	0,5	0,075
42	5	0,15	0,5	0,075
43	6	0,18	0,5	0,09
44	6	0,18	0,5	0,09
Total		6,45	2,42	15,615

PARÁMETROS PARA EL CALCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS CARGAS B24-B44				
Tramos	Longitud (km)	λ Falla/año	r Horas	U Horas/año
1	4	0,12	0,5	0,06
2	5	0,15	0,5	0,075
3	4	0,12	0,5	0,06
4	4	0,12	0,5	0,06
5	6	0,18	0,5	0,09
6	6	0,18	0,5	0,09
7	6	0,18	0,5	0,09
8	5	0,15	0,5	0,075
9	6	0,18	0,5	0,09
10	4	0,12	0,5	0,06
11	6	0,18	0,5	0,09
12	6	0,18	0,5	0,09
13	5	0,15	0,5	0,075
14	5	0,15	0,5	0,075
15	4	0,12	0,5	0,06
16	4	0,12	0,5	0,06
17	6	0,18	0,5	0,09
18	4	0,12	0,5	0,06
19	5	0,15	0,5	0,075
20	5	0,15	0,5	0,075
21	4	0,12	0,5	0,06
22	5	0,15	0,5	0,075
23	5	0,15	0,5	0,075
24	4	0,12	0,5	0,06
25	6	0,18	4	0,72
26	6	0,18	4	0,72
27	4	0,12	4	0,48
28	4	0,12	4	0,48
29	4	0,12	4	0,48
30	6	0,18	4	0,72
31	4	0,12	4	0,48
32	5	0,15	4	0,6
33	4	0,12	4	0,48
34	4	0,12	4	0,48
35	4	0,12	4	0,48
36	5	0,15	4	0,6
37	4	0,12	4	0,48
38	4	0,12	4	0,48
39	6	0,18	4	0,72
40	5	0,15	4	0,6
41	5	0,15	4	0,6
42	5	0,15	4	0,6
43	6	0,18	4	0,72
44	6	0,18	4	0,72
Total		6,45	2,08	13,41

EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD					
Puntos de carga (i)	λ_i Falla/año	U_i Horas/año	kVA Conectados	Número de Clientes	Índices de Confiabilidad
B1	6,45	15,615	4,34	78	SAIFI (Interrupción/Cliente)
B2	6,45	15,615	2,17	39	
B3	6,45	15,615	1,16	21	6,45
B4	6,45	15,615	50,87	921	
B5	6,45	15,615	4,62	83	SAIDI (Hrs/Cliente-Año)
B6	6,45	15,615	8,67	156	
B7	6,45	15,615	4,56	82	14,6159
B8	6,45	15,615	1,14	20	
B9	6,45	15,615	3,47	62	CAIDI I (Hrs/Cliente-Inte)
B10	6,45	15,615	19,31	349	
B11	6,45	15,615	2,89	52	2,2660
B12	6,45	15,615	2,85	51	
B13	6,45	15,615	3,42	61	ASAI
B14	6,45	15,615	1,71	30	
B15	6,45	15,615	0,57	10	0,998332
B16	6,45	15,615	1,73	31	
B17	6,45	15,615	196,94	3565	ASUI
B18	6,45	15,615	1,73	31	
B19	6,45	15,615	1,73	31	0,001668
B20	6,45	15,615	12,3	222	
B21	6,45	15,615	2,89	52	ENS (kWh/Año)
B22	6,45	15,615	1,16	21	
B23	6,45	15,615	122,85	2224	12108,1536
B24	6,45	13,41	1,73	31	
B25	6,45	13,41	18,93	342	AENS (kWh/Cliente-Año)
B26	6,45	13,41	1,71	30	
B27	6,45	13,41	1,73	31	0,808395
B28	6,45	13,41	5,78	104	
B29	6,45	13,41	2,89	52	
B30	6,45	13,41	17,34	313	
B31	6,45	13,41	14,99	271	
B32	6,45	13,41	17,34	313	
B33	6,45	13,41	2,85	51	
B34	6,45	13,41	1,71	30	
B35	6,45	13,41	2,17	39	
B36	6,45	13,41	1,16	21	
B37	6,45	13,41	1,16	21	
B38	6,45	13,41	11,51	208	
B39	6,45	13,41	1,16	21	
B40	6,45	13,41	2,17	39	
B41	6,45	13,41	1,73	31	
B42	6,45	13,41	1,71	30	
B43	6,45	13,41	1,16	21	
B44	6,45	13,41	264,41	4787	
Total				14978	

Tabla 5.4 Evaluación de la confiabilidad para el caso 1

• **Caso 2**

Con una capacidad de generación máxima, en horas del día donde la incidencia solar es mayor. Se estima que la capacidad máxima de la central FV es 850 kW.

Se propone ubicar 2 seccionadores fusible en los tramos 16, 31, entre los puntos de carga 15-16 y 30-31 respectivamente. En la figura 5.2 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la ubicación de los seccionadores propuestos y en la tabla 5.5 se muestran los resultados de la evaluación.

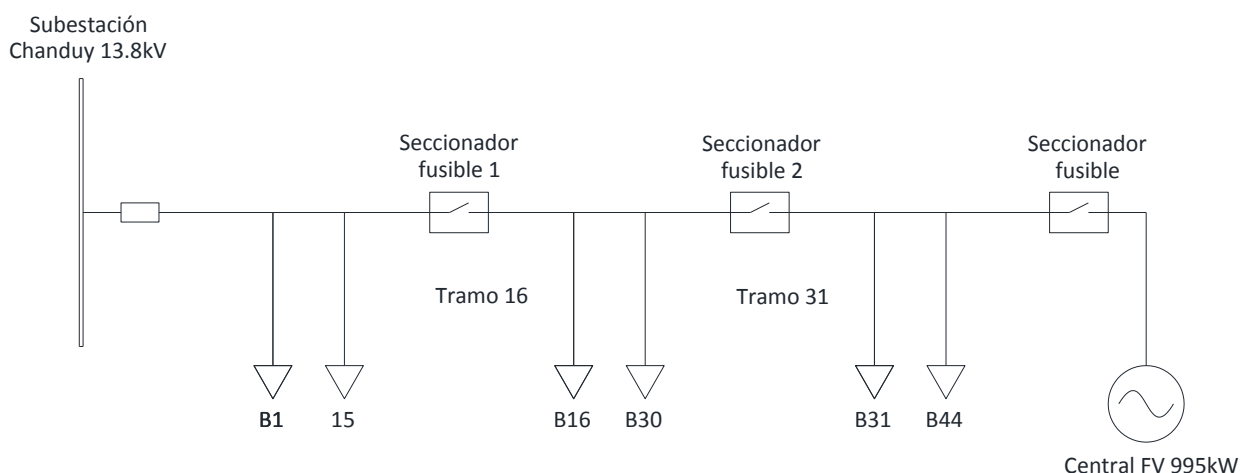


Figura 5.2 Diagrama unifilar simplificado ubicación de seccionadores para el alimentador Zapotal

Caso 2, central FV con una potencia de 850 kW

PARÁMETROS PARA EL CALCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS CARGAS B1-B15					PARÁMETROS PARA EL CALCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS CARGAS B16-B30					PARÁMETROS PARA EL CALCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS CARGAS B31-B44				
Tramos	Long	λ	r	U	Tramos	Long	λ	r	U	Tramos	Long	λ	r	U
1	4	0,12	4	0,48	1	4	0,12	0,5	0,06	1	4	0,12	0,5	0,06
2	5	0,15	4	0,6	2	5	0,15	0,5	0,075	2	5	0,15	0,5	0,075
3	4	0,12	4	0,48	3	4	0,12	0,5	0,06	3	4	0,12	0,5	0,06
4	4	0,12	4	0,48	4	4	0,12	0,5	0,06	4	4	0,12	0,5	0,06
5	6	0,18	4	0,72	5	6	0,18	0,5	0,09	5	6	0,18	0,5	0,09
6	6	0,18	4	0,72	6	6	0,18	0,5	0,09	6	6	0,18	0,5	0,09
7	6	0,18	4	0,72	7	6	0,18	0,5	0,09	7	6	0,18	0,5	0,09
8	5	0,15	4	0,6	8	5	0,15	0,5	0,075	8	5	0,15	0,5	0,075
9	6	0,18	4	0,72	9	6	0,18	0,5	0,09	9	6	0,18	0,5	0,09
10	4	0,12	4	0,48	10	4	0,12	0,5	0,06	10	4	0,12	0,5	0,06
11	6	0,18	4	0,72	11	6	0,18	0,5	0,09	11	6	0,18	0,5	0,09
12	6	0,18	4	0,72	12	6	0,18	0,5	0,09	12	6	0,18	0,5	0,09
13	5	0,15	4	0,6	13	5	0,15	0,5	0,075	13	5	0,15	0,5	0,075

14	5	0,15	4	0,6
15	4	0,12	4	0,48
16	4	0,12	4	0,48
17	6	0,18	0,5	0,09
18	4	0,12	0,5	0,06
19	5	0,15	0,5	0,075
20	5	0,15	0,5	0,075
21	4	0,12	0,5	0,06
22	5	0,15	0,5	0,075
23	5	0,15	0,5	0,075
24	4	0,12	0,5	0,06
25	6	0,18	0,5	0,09
26	6	0,18	0,5	0,09
27	4	0,12	0,5	0,06
28	4	0,12	0,5	0,06
29	4	0,12	0,5	0,06
30	6	0,18	0,5	0,09
31	4	0,12	0,5	0,06
32	5	0,15	0,5	0,075
33	4	0,12	0,5	0,06
34	4	0,12	0,5	0,06
35	4	0,12	0,5	0,06
36	5	0,15	0,5	0,075
37	4	0,12	0,5	0,06
38	4	0,12	0,5	0,06
39	6	0,18	0,5	0,09
40	5	0,15	0,5	0,075
41	5	0,15	0,5	0,075
42	5	0,15	0,5	0,075
43	6	0,18	0,5	0,09
44	6	0,18	0,5	0,09
Total		6,45	1,80	11,625

14	5	0,15	0,5	0,075
15	4	0,12	0,5	0,06
16	4	0,12	0,5	0,06
17	6	0,18	4	0,72
18	4	0,12	4	0,48
19	5	0,15	4	0,6
20	5	0,15	4	0,6
21	4	0,12	4	0,48
22	5	0,15	4	0,6
23	5	0,15	4	0,6
24	4	0,12	4	0,48
25	6	0,18	4	0,72
26	6	0,18	4	0,72
27	4	0,12	4	0,48
28	4	0,12	4	0,48
29	4	0,12	4	0,48
30	6	0,18	4	0,72
31	4	0,12	4	0,48
32	5	0,15	0,5	0,075
33	4	0,12	0,5	0,06
34	4	0,12	0,5	0,06
35	4	0,12	0,5	0,06
36	5	0,15	0,5	0,075
37	4	0,12	0,5	0,06
38	4	0,12	0,5	0,06
39	6	0,18	0,5	0,09
40	5	0,15	0,5	0,075
41	5	0,15	0,5	0,075
42	5	0,15	0,5	0,075
43	6	0,18	0,5	0,09
44	6	0,18	0,5	0,09
Total		6,45	1,67	10,785

14	5	0,15	0,5	0,075
15	4	0,12	0,5	0,06
16	4	0,12	0,5	0,06
17	6	0,18	0,5	0,09
18	4	0,12	0,5	0,06
19	5	0,15	0,5	0,075
20	5	0,15	0,5	0,075
21	4	0,12	0,5	0,06
22	5	0,15	0,5	0,075
23	5	0,15	0,5	0,075
24	4	0,12	0,5	0,06
25	6	0,18	0,5	0,09
26	6	0,18	0,5	0,09
27	4	0,12	0,5	0,06
28	4	0,12	0,5	0,06
29	4	0,12	0,5	0,06
30	6	0,18	0,5	0,09
31	4	0,12	0,5	0,06
32	5	0,15	4	0,6
33	4	0,12	4	0,48
34	4	0,12	4	0,48
35	4	0,12	4	0,48
36	5	0,15	4	0,6
37	4	0,12	4	0,48
38	4	0,12	4	0,48
39	6	0,18	4	0,72
40	5	0,15	4	0,6
41	5	0,15	4	0,6
42	5	0,15	4	0,6
43	6	0,18	4	0,72
44	6	0,18	4	0,72
Total		6,45	1,53	9,84

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD					
Puntos de carga (i)	λ_i Falla/año	U_i Horas/año	kVA Conectados	Número de Clientes	Índices de Confiabilidad
B1	6,45	11,625	4,34	78	SAIFI (Interrupción/Cliente)
B2	6,45	11,625	2,17	39	
B3	6,45	11,625	1,16	21	
B4	6,45	11,625	50,87	921	6,45
B5	6,45	11,625	4,62	83	SAID (Hrs/Cliente-Año)
B6	6,45	11,625	8,67	156	
B7	6,45	11,625	4,56	82	10,52683235
B8	6,45	11,625	1,14	20	
B9	6,45	11,625	3,47	62	
B10	6,45	11,625	19,31	349	CAIDI (Hrs/Cliente-Inte)
B11	6,45	11,625	2,89	52	
B12	6,45	11,625	2,85	51	1,632067032
B13	6,45	11,625	3,42	61	ASAI
B14	6,45	11,625	1,71	30	
B15	6,45	11,625	0,57	10	
					0,998798

B16	6,45	10,785	1,73	31	
B17	6,45	10,785	196,94	3565	
B18	6,45	10,785	1,73	31	ASUI
B19	6,45	10,785	1,73	31	
B20	6,45	10,785	12,3	222	0,001202
B21	6,45	10,785	2,89	52	ENS
B22	6,45	10,785	1,16	21	(kWh/Año)
B23	6,45	10,785	122,85	2224	8721,03735
B24	6,45	10,785	1,73	31	
B25	6,45	10,785	18,93	342	AENS
B26	6,45	10,785	1,71	30	(kWh/Ciente-Año)
B27	6,45	10,785	1,73	31	0,582256466
B28	6,45	10,785	5,78	104	
B29	6,45	10,785	2,89	52	
B30	6,45	10,785	17,34	313	
B31	6,45	9,84	14,99	271	
B32	6,45	9,84	17,34	313	
B33	6,45	9,84	2,85	51	
B34	6,45	9,84	1,71	30	
B35	6,45	9,84	2,17	39	
B36	6,45	9,84	1,16	21	
B37	6,45	9,84	1,16	21	
B38	6,45	9,84	11,51	208	
B39	6,45	9,84	1,16	21	
B40	6,45	9,84	2,17	39	
B41	6,45	9,84	1,73	31	
B42	6,45	9,84	1,71	30	
B43	6,45	9,84	1,16	21	
B44	6,45	9,84	264,41	4787	
Total			828,42	14978	

Tabla 5.5 Evaluación de la confiabilidad para el caso 2

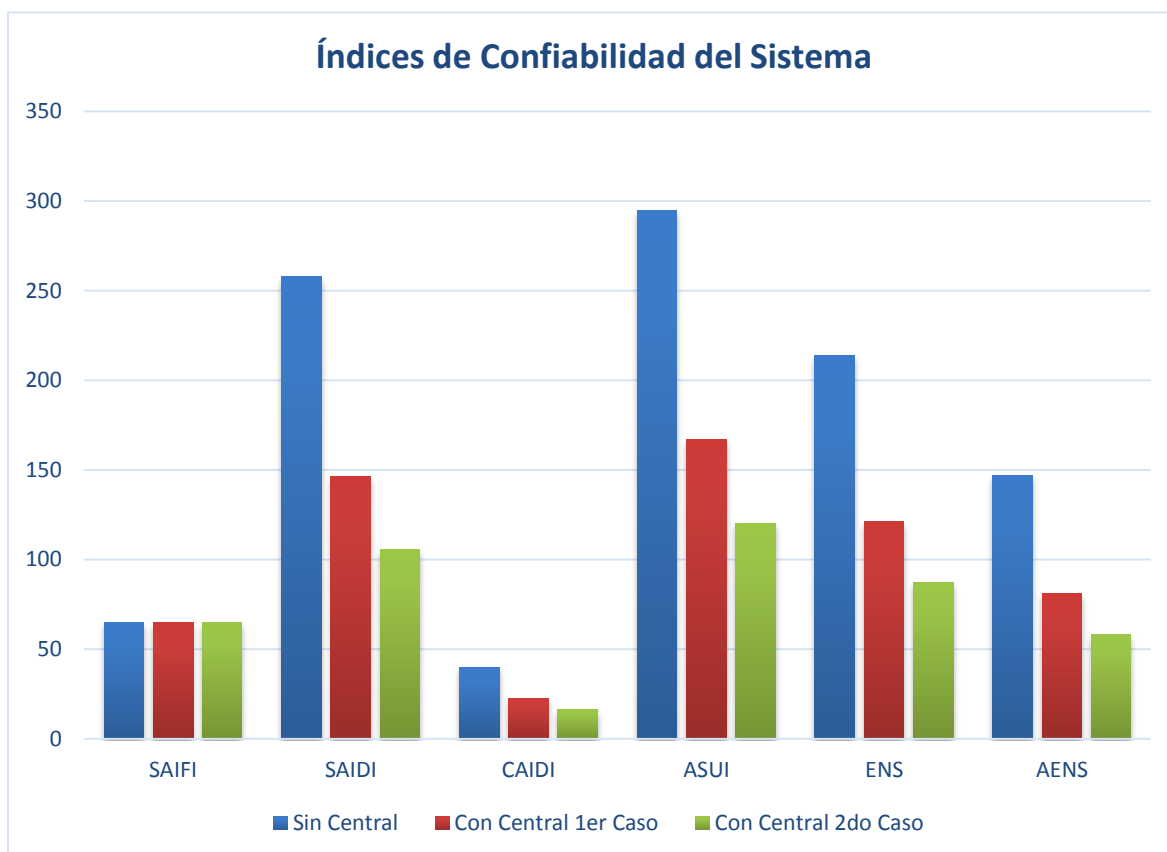
5.2.1.3.4 Análisis del cálculo de los índices de confiabilidad del sistema

En forma general se observa que la confiabilidad del servicio mejora de acuerdo al aumento o disminución de los valores de los índices, la razón fundamental es porque la central FV en estudio actúa como un sistema de generación de respaldo suministrando de energía a las cargas cuando se produce una falla. En este ejemplo en particular se han desarrollado dos casos en función de la capacidad de energía generada (kW) de la central, el primer caso la central abastece la mitad de las cargas de alimentador, y en el segundo caso todo el alimentador. La confiabilidad de este último aumenta de manera significativa, esto por dos razones; la primera porque se pueden formar más grupos de islas, y la segunda porque la central FV y el suministro principal generan constantemente, es decir solo el grupo

de cargas que estén dentro de la isla con falla quedarán sin servicio por el tiempo que tome su reparación, mientras que en las demás se restablecerá el servicio por un tiempo mínimo. En la tabla 5.6 se muestra el resumen de los índices de confiabilidad, y en la figura 5.3 se muestran estos resultados mediante un gráfico.

	Alimentador sin Central de ER	Alimentador con Central de ER. Caso 1	Alimentador con Central de ER. Caso 2
SAIFI	6.45	6.45	6.45
SAIDI	25.8	14.6159	10.5268
CAIDI	4	2.2660	1.6320
ASAI	0.997055	0.998332	0.998798
ASUI	0.002945	0.001668	0.001202
ENS	21373.236	12108.153	8721.0373
AENS	1.46975	0.80839	0.58225

Tabla 5.6 Cuadro comparativo de los índices



Nota: Los valores de los índices tienen el siguiente factor de multiplicación con referencia al eje "Y": SAIFI X 10, SAIDI X 10, CAIDI X 10, ASUI X 10000, ENS X 0.001, AENS X 100.

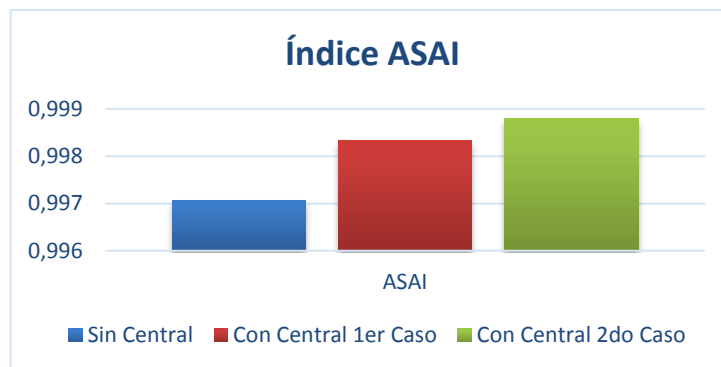


Figura 5.3 Gráfico comparativo de los índices

- Consideraciones adicionales:

En este ejemplo de evaluación hay que tener en cuenta que para el cálculo de confiabilidad se tomó solamente los valores de los parámetros de las líneas del alimentador, asumiendo además que los elementos de protección del alimentador tienen una confiabilidad ideal del 100%, y no se tomó en cuenta los demás elementos del alimentador como transformadores, etc.

En segundo lugar hay señalar que los datos tomados son valores típicos que se acercan a la realidad mas no valores reales, excepto los de la demanda de las cargas.

5.2.1.3.5 Cálculo del valor de la energía no suministrada

El costo de la energía no suministrada lo debe establecer la empresa eléctrica distribuidora perteneciente a cada región, o el ente regulador. En este cálculo se usa un costo referencial citado en la resolución No.025/11 del CONELEC, cuyo costo de energía no suministrado (CENS) es de 153.3 ctv. USD/kWh. En la tabla 5.7 se muestra los resultados del costo de la energía no suministrada en los diferentes casos propuestos y en la figura 5.4 estos resultados en un gráfico.

Alimentador	Costo de la ENS del alimentador [USD] Costo de la ENS = ENS × CENS	Ahorro [USD]
Sin Central de ER	32765,17	
Con Central de ER. Caso1	18561,79855	14203,37224
Con Central de ER. Caso2	13369,35018	19395,82061

Tabla 5.7 Costo de la Energía no Suministrada

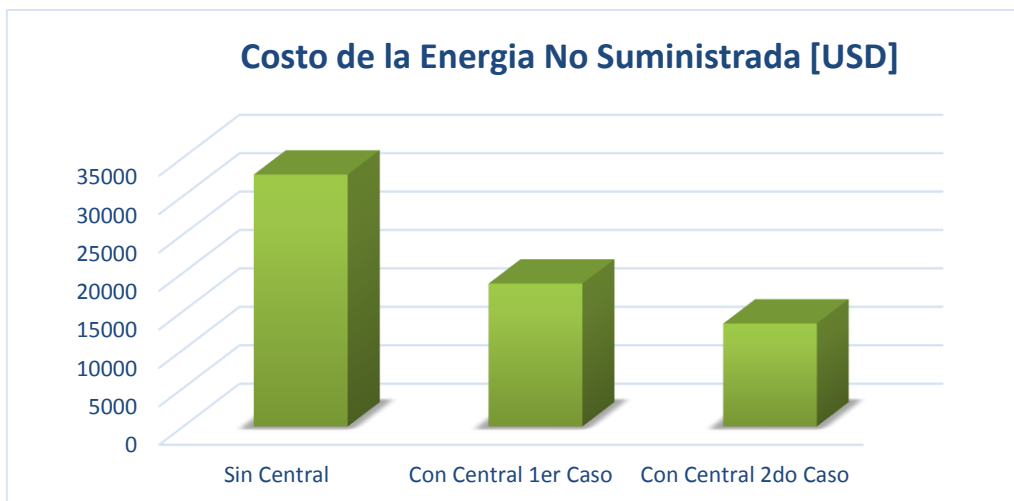


Figura 5.4 Gráfico costo de la energía no suministrada

Como consecuencia de la mejora del rendimiento de la confiabilidad del alimentador que se traduce en un mayor suministro de energía se obtiene un beneficio económico o ahorro que se observa claramente en la tabla 5.7.

5.2.2 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE VOLTAJE

La evaluación de la calidad de voltaje se realiza utilizando los datos de un flujo de potencia de la central de energía fotovoltaica en estudio. Este flujo se realizó anteriormente, por lo que solamente se toman los datos necesarios para la evaluación. Este material del cual se han tomado los datos necesarios, se lo referencia en ^[65].

5.2.2.1 Datos de la central

La central utilizada es la misma que en la evaluación de la confiabilidad.

5.2.2.2 Cálculos

Como se mencionó en la metodología, para realizar la evaluación pertinente es necesario tener los datos del sistema de distribución obtenidos de un estudio de flujos de potencia con la central de ER, y sin ella.

Los datos necesarios se toman directamente de los flujos de potencia que se encuentran detallados en el documento con la referencia [65].

A continuación se calculan los índices utilizando los datos necesarios para cada caso, además se calcula para los escenarios de demanda mínima, media y máxima.

1. Índice VPIL (índice de perfil de voltaje)

El alimentador Zapotal está compuesto por 44 barras de carga, los datos obtenidos de los flujos de potencia se muestran en el Anexo 5.2. En la tabla 5.8 se muestra un ejemplo de cálculo para la demanda mínima sin ER. Para los demás casos solo se muestra los resultados.

Para obtener el índice se utilizan las ecuaciones 4.4 y 4.5 del Capítulo 4.

Ejemplo de cálculo para demanda mínima.

Datos de Voltaje y Potencia del Alimentador Zapotal Demanda Mínima sin Central FV						
N° barra	V [kV]	L [MW]		N° barra	V [kV]	L [MW]
B1	14,34	0,00268		B23	14,2	0,07638
B2	14,34	0,00107		B24	14,19	0,00107
B3	14,33	0,00071		B25	14,19	0,01178
B4	14,33	0,03141		B26	14,19	0,00107
B5	14,32	0,00268		B27	14,19	0,00107
B6	14,32	0,00535		B28	14,18	0,00357
B7	14,31	0,00285		B29	14,18	0,00178
B8	14,31	0,00071		B30	14,18	0,01071
B9	14,31	0,00214		B31	14,18	0,00928
B10	14,31	0,01191		B32	14,18	0,01071
B11	14,26	0,00178		B33	14,17	0,00178
B12	14,25	0,00178		B34	14,17	0,00107
B13	14,25	0,00214		B35	14,17	0,00107
B14	14,24	0,00107		B36	14,17	0,00071
B15	14,24	0,00036		B37	14,16	0,00071
B16	14,24	0,00107		B38	14,16	0,00714
B17	14,23	0,12234		B39	14,16	0,00071
B18	14,22	0,00107		B40	14,16	0,00107
B19	14,21	0,00107		B41	14,16	0,00107
B20	14,21	0,00606		B42	14,16	0,00107
B21	14,2	0,00178		B43	14,16	0,00071
B22	14,2	0,00071		B44	14,15	0,164

Sumatoria total de
los productos
7262092000

$$VP_{wo} = \sum_{i=1}^{44} V_i L_i = 7262092000$$

Datos de Voltaje y Potencia del Alimentador Zapotal Demanda Mínima con Central FV					
N° barra	V [kV]	L [MW]	N° barra	V [kV]	L [MW]
B1	14,37	0,00268	B23	14,34	0,07638
B2	14,37	0,00107	B24	14,34	0,00107
B3	14,37	0,00071	B25	14,34	0,01178
B4	14,37	0,03141	B26	14,34	0,00107
B5	14,37	0,00268	B27	14,35	0,00107
B6	14,37	0,00535	B28	14,35	0,00357
B7	14,37	0,00285	B29	14,35	0,00178
B8	14,36	0,00071	B30	14,35	0,01071
B9	14,36	0,00214	B31	14,35	0,00928
B10	14,36	0,01191	B32	14,35	0,01071
B11	14,35	0,00178	B33	14,35	0,00178
B12	14,34	0,00178	B34	14,35	0,00107
B13	14,34	0,00214	B35	14,36	0,00107
B14	14,34	0,00107	B36	14,36	0,00071
B15	14,34	0,00036	B37	14,36	0,00071
B16	14,34	0,00107	B38	14,36	0,00714
B17	14,34	0,12234	B39	14,36	0,00071
B18	14,34	0,00107	B40	14,36	0,00107
B19	14,34	0,00107	B41	14,36	0,00107
B20	14,34	0,00606	B42	14,36	0,00107
B21	14,34	0,00178	B43	14,37	0,00071
B22	14,34	0,00071	B44	14,37	0,164

Sumatoria total de los productos
7338939300

$$VP_{wo} = \sum_{i=1}^{44} V_i L_i = 7338939300$$

$$VP_{II} = \frac{VP_{w/GD}}{VP_{wo/GD}} = \frac{7338939300}{726209200} = 1,0105$$

Division de los resultados anteriores	1,01058198
---------------------------------------	------------

Tabla 5.8 Ejemplo de cálculo de índice VP_{II}

El índice VP_{II} para demanda mínima es igual a 1.0105, que es un valor mayor a la unidad, este resultado indica que el perfil de voltaje ha mejorado con la introducción de las ER.

En la tabla 5.9 se muestra los resultados para demanda media y máxima y en la figura 5.5 un gráfico comparativo.

Índice VP _{II}					
	Con Central FV $VP_{w/GD}$	Sin Central FV $VP_{wo/GD}$	Índice VP _{II}	Rango de Voltaje en pu Sin Central	Rango de Voltaje en pu Con Central
Demanda Mínima	7.338x10 ⁹	7.262x10 ⁸	1.0105	1.03 - 1.04	1.04 - 1.04
Demanda Media	1.012x10 ¹⁰	9.9297x10 ⁹	1.0196	0.99-1.02	1.01-1.02
Demanda Máxima	1.1376x10 ¹⁰	1.1288x10 ¹⁰	1.0076	0.98-1.01	0.99-1.01

Tabla 5.9 Resultados del índice VP_{II}

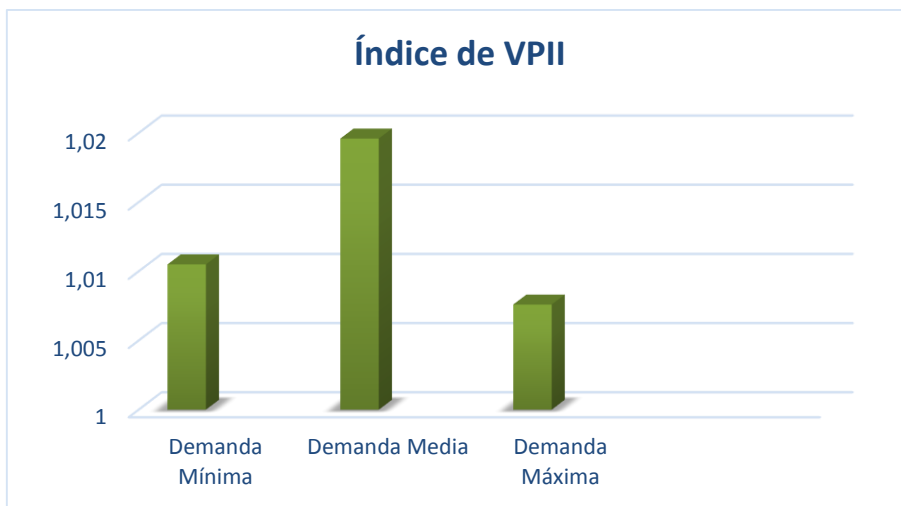


Figura 5.5 Resultados del índice VPPI

En este cálculo no se toman los valores en pu porque no se dispone de la potencia en pu, sin embargo se recomienda trabajar con esos valores para facilitar el cálculo.

Los valores de los índices a demanda mínima, media y máxima son mayores a la unidad. En los 3 casos el perfil de voltaje mejora y a demanda media se obtiene el mayor valor del índice VPPI, lo que supone que en este caso se obtienen los mejores resultados.

2. Índice LLRI (índice de perfil de voltaje)

En resumen este índice es el resultado del cociente entre las pérdidas totales de todo el alimentador; con presencia de centrales de ER y sin ella. Para obtener dichas pérdidas es necesario datos característicos del conductor como su longitud y resistencia, esto se refleja en las ecuaciones correspondientes del capítulo 4. En esta sección de este trabajos se utilizan los datos de [65] y se obtienen directamente las pérdidas de potencia. A partir de estos datos se calcula el índice LLRI, y se muestran los resultados en la tabla 5.10, y en la figura 5.6 un gráfico comparativo.

Índice LLRI			
	Perdidas Sin Central FV $LL_{wo/GD}$ (kW)	Perdidas Con Central FV $LL_{w/GD}$ (kW)	Índice $LLRI = \frac{LL_{w/GD}}{LL_{wo/GD}}$
Demanda Mínima	8	1	$1/8 = 0.125$
Demanda Media	12	10	$10/12 = 0.8333$
Demanda Máxima	15	6	$6/15 = 0.4$

Tabla 5.10 Resultados del índice LLRI

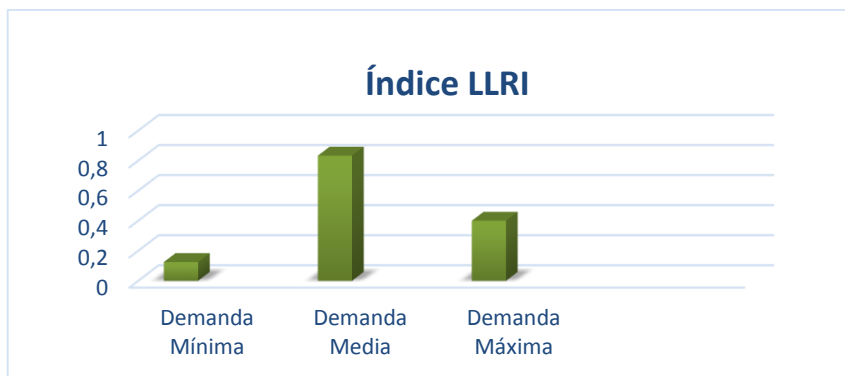


Figura 5.6 Resultados del índice LLRI

El índice LLRI de menor valor se presenta en el caso de demanda mínima en la cual se da una mayor reducción de pérdidas. A demanda máxima también se obtienen buenos resultados.

3. Índice de pérdidas de potencia activa y reactiva ILP e ILQ

Para calcular este índice es necesario tener los valores de las pérdidas de potencia activa y reactiva del alimentador, en este trabajo estos datos los proporciona [65]. Además este índice puede calcularse durante un periodo de tiempo durante las horas de un día. En este trabajo se realiza el cálculo solamente en un instante determinado. En la tabla 5.11 se muestran los resultados, y en la figura 5.7 la comparación de los índices.

Índice ILP			
	Perdidas Potencia Activa Sin Central FV LP_o (kW)	Perdidas Potencia Activa Con Central FV LP (kW)	Índice $ILP = 1 - \frac{LP}{LP_o}$
Demanda Mínima	8	1	$1 - (1/8) = 0.875$
Demanda Media	11.63	8.63	$1 - (8.63/11.63) = 0.2579$
Demanda Máxima	14.99	4.98	$1 - (4.98/14.99) = 0.6677$

Índice ILQ			
	Perdidas Potencia Reactiva Sin Central FV LQ_o (kVar)	Perdidas Potencia Reactiva Con Central FV LQ (kVar)	Índice $ILQ = 1 - \frac{LQ}{LQ_o}$
Demanda Mínima	0	0	≈ 1
Demanda Media	4	1	0.75
Demanda Máxima	6	≈ 0	≈ 1

Tabla 5.11 Resultados del índice ILP e ILQ

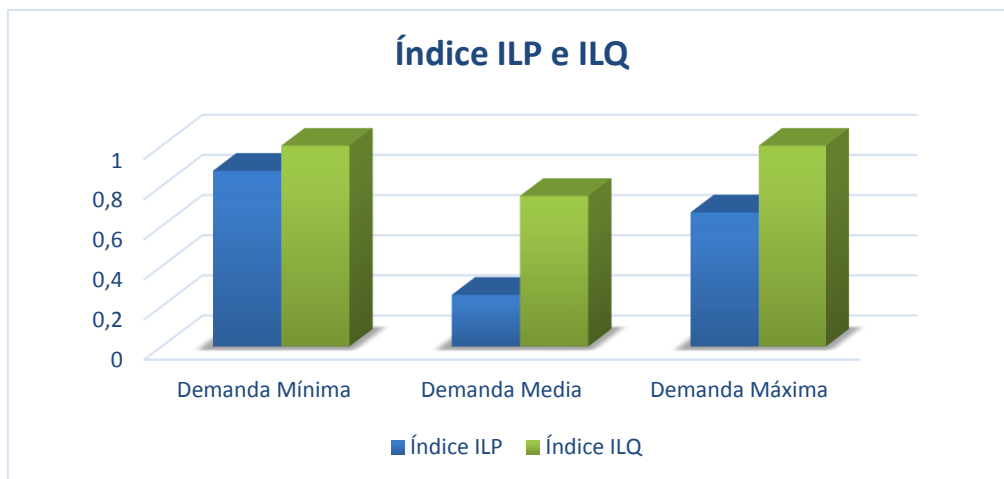


Figura 5.7 Resultados del índice ILP e ILQ

Estos resultados muestran que los casos cuyos índices son más cercanos a la unidad han tenido una mayor reducción de pérdidas tanto de potencia activa como de reactiva. Para el ejemplo dado, la central FV ha contribuido para la reducción de pérdidas especialmente en las pérdidas de potencia activa, en el caso de potencia reactiva el alimentador en estudio no presenta mayores pérdidas sin embargo la presencia de la central FV también contribuye para que el sistema casi no presente pérdidas, este resultado también se evidencia con el mejoramiento del perfil de voltaje.

4. Índice de caída de voltaje máximo ICV

El cálculo de este índice se realiza tomando los datos de la caída de voltaje de un periodo de tiempo, por ejemplo un mes. En este trabajo el proceso se simplifica y para fines de ejemplificación solamente se toma 1 día a la hora pico con los datos de [65]. En el Anexo 5.2 se muestran las pérdidas de todos los nodos. Y en la tabla 5.12 se muestran los resultados, y en la figura 5.8 la comparación de los índices.

Índice ICV			
Sin Central FV		Con Central FV	
Caída de voltaje máximo Sin Central FV%	Índice $ICV = 1 - CV$	Caída de voltaje máximo Con Central FV %	Índice $ICV = 1 - CV$
2.729	0.9727	1.72290	0.9827

Tabla 5.12 Resultados del índice ICV

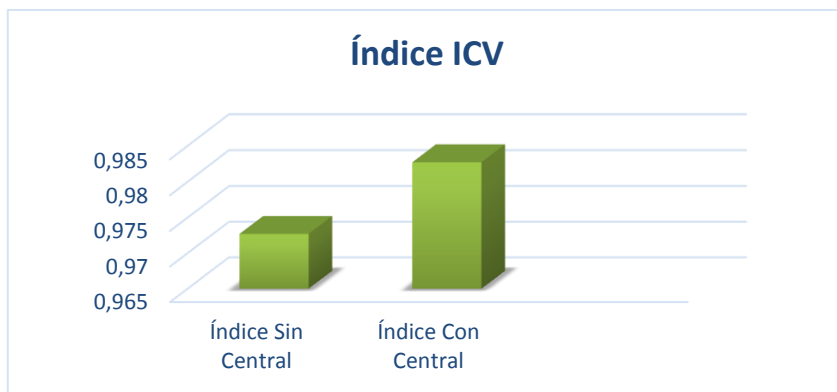


Figura 5.8 Resultados del índice ICV

Se puede observar que al tener un sistema con GD (central FV) la máxima caída de voltaje disminuye.

5. Índice de capacidad de reserva del conductor ICR

En la tabla 5.13 se muestran los resultados y en la figura 5.9 una comparación.

Índice ICR					
	Capacidad de corriente del conductor ICC (A)	Sin Central FV		Con Central FV	
		$\text{Max} \left[\frac{ IL }{ ICC } \right]$	Índice $ICR = 1 - \text{Max}$	$\text{Max} \left[\frac{ IL }{ ICC } \right]$	Índice $ICR = 1 - \text{Max}$
Demanda Máxima	50*	0.7086	0.2913	0.5237	0.4762

*El valor de 50 A como capacidad de corriente que soporta el conductor del sistema en estudio es referencial ya que este valor no se encuentra en dicho sistema [65].

Tabla 5.13 Resultados del índice ICR

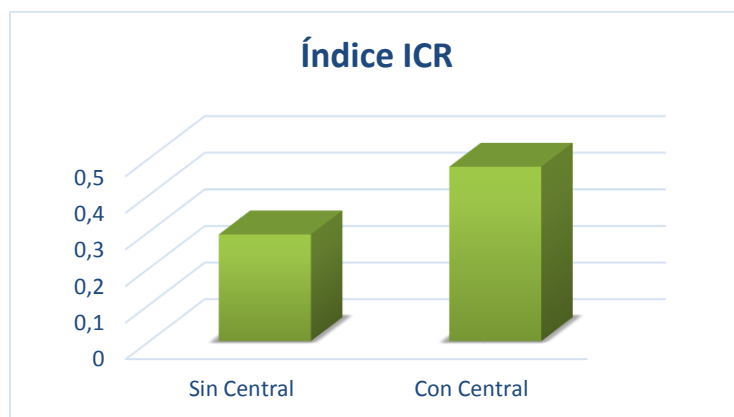


Figura 5.9 Resultados del índice ICR

Con los resultados obtenidos es necesario realizar ciertas acotaciones. En primer lugar los flujos de corriente se muestra en el Anexo 5.2, en el cual se puede observar que la máxima corriente que circula por el alimentador es la que se encuentra al inicio cerca de la barra principal, por lo tanto los índices se obtienen con estas corrientes, en segundo lugar se comprueba que la máxima corriente que circula por el alimentador se da en el caso de máxima demanda y se toma estos valores para determinar los índices. Finalmente se puede observar que el índice que se acerca más a la unidad es el que se obtiene en el sistema que tiene la GD, por lo que se concluye que la inserción de la misma ayuda a que exista una disminución del flujo de corriente posibilitando un aumento de demanda en el caso de ser requerida.

6. Índice de corto circuito trifásico y monofásico ISC3 e ISC1

Los resultados se muestran en la tabla 5.14. Y los cortocircuitos en las barras del alimentador se muestran en el Anexo 5.2.

Índice ISC3 e ISC1		
	ISC3	ISC1
I_{kss}^*	-0.2199	-0.0435
I_p^{**}	-0.3635	-0.1742
Ikss: Corriente inicial de CC, Ip: Corriente pico de CC		

Tabla 5.14 Resultados del índice ISC3 e ISC1

En este trabajo los resultados obtenidos de este índice resultan insatisfactorios ya que sus valores no representan su fin, es decir que en un sistema cuyo valor del índice es más se cercano a la unidad supone que presenta un menor daño en los elementos del sistema ante un corto circuito. Cabe señalar que este índice se calcula en un periodo de varios días, pero en este trabajo solo se aplica a un instante. Sin embargo con los resultados del estudio de cortocircuitos en el sistema, se puede observar que los mayores valores de los cortocircuitos se dan cerca de las barras con generación, además que el sistema con la central FV conectada en su alimentador presenta mayores valores de la corriente de corto circuito en todas sus barras.

5.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA LA METODOLOGÍA DE BENEFICIOS ECONÓMICOS, AMBIENTALES Y SOCIALES.

5.3.1 INTRODUCCIÓN

El ejemplo de la evaluación de la central de ER se realiza según a la propuesta metodológica que se planteó en el Capítulo 4, por lo tanto los puntos principales que se toman en cuenta es el análisis LCOE ya que en este intervienen la mayor parte de los costos de producción de electricidad. Y las externalidades. La central que se avalúa es una central FV, el mismo tipo de central que se ha utilizado en las secciones anteriores.

5.3.2 ANÁLISIS DEL COSTO DE PRODUCCIÓN: ANÁLISIS LCOE

En esta sección tanto los datos como los resultados utilizados provienen de datos típicos correspondientes a una central FV; por lo tanto estos son tomados de análisis ya efectuados y están efectuados en las referencias [68], [61] y [72].

En uno de aquellos análisis se realizan simulaciones económicas-financieras y se toman como datos base para el cálculo del LCOE los parámetros de la tabla 5.15. Para este caso de ejemplificación, en este trabajo se toman los datos correspondientes a una central FV.

Tasa de descuento	%	12.00%
Inflación anual	%	3.59%
Financiamiento fondos propios	%	30.00%
Número de simulaciones	num	100
Costos de AO&M tipo	USD/kW	19.15
Potencia mínima	MW	2
Potencia máxima	MW	100
Factor de planta mínimo	%	12.00%
Factor de planta máximo	%	20.00%
Costo tipo de inversión mínimo	USD/kW	1830
Costo tipo de inversión máximo	USD/kW	2400
Financiamiento	%	70.00%
Precio promedio de venta de contratos	USD/kWh	0.0495
Período de precios preferentes	años	15
Plazo de concesión	años	20
Período de entrada en operación comercial	años	1
Costo variable	USD/kWh	0

Tabla 5.15 Datos para el cálculo de LCOE en [68]

Los resultados en resumen se presentan en la tabla 5.16.

Tecnología de Generación	Capacidad	LCOE [cUSD/kWh]			
		Tasa de descuento			
		12%	14%	16%	18%
Fotovoltaicas	≤10MW	22.80	26.40	28.00	29.00
	>10MW y ≤50MW	22.10	25.70	27.80	28.90
		21.90	24.50	27.50	28.60

Tabla 5.16 Datos para el cálculo de LCOE en [68]

En este caso se toma un valor referencial del LCOE de 22.80 cUSD/kWh para una central FV menor a 10MW de capacidad.

En la propuesta metodológica desarrollada en el Capítulo 4, se señala que la determinación de los beneficios económicos de las ER se realiza mediante una comparación de escenarios, uno con unidades de ER y otro con unidades convencionales de generación.

En este contexto es necesario tener un escenario alternativo sin fuentes de generación renovable con el fin de hacer una comparación cuantitativa económica la cual permita obtener los beneficios económicos que presenten las centrales de ER, sin embargo estos beneficios económicos se obtienen con relación a otras centrales convencionales, es decir qué beneficio se obtiene por la operación de una central de ER frente a una central convencional. Así el segundo escenario creado sería irreal pero ayuda a obtener los beneficios económicos.

En esta sección de ejemplificación para el cálculo del LCOE se muestran valores referenciales típicos correspondientes a centrales convencionales, estos valores se obtienen de las referencias [69], [70] y [71], además los respectivos gráficos donde se señalan los valores del LCOE con diferentes tipos de tecnología se encuentran en el anexo 5.3. En la tabla 5.17 se muestra los valores referenciales de acuerdo a las tecnologías.

Tecnología de Generación	LCOE [cUSD/kWh]
Carbón	6.6-15.1
Ciclo combinado de gas	6.1-8.7
Generador a diésel baja capacidad	29.7-33.2
Diésel	31.5

Gas Natural	7.3
Hidroeléctrica	7.41
Eólica	10
Hidro ERNC	4.6
Biomasa	9.1
Geotérmica	5.3

Tabla 5.17 Datos para el cálculo de LCOE ^[69] ^[70] ^[61]

Los valores mostrados en la tabla anterior del LCOE varían de acuerdo a la tecnología utilizada esta misma variación se observa en los gráficos del Anexo 5.3.

Por lo tanto no es posible realizar una única comparación de escenarios entre generación renovable y generación convencional ya que existen varios tipos de tecnologías convencionales que pueden ser tomados como referencia en el momento de la comparación. Los parámetros que pueden utilizarse como referencia para determinar las tecnologías que van a ser comparadas se podrían basar en la tecnología convencional más utilizada en la región.

En Ecuador las centrales convencionales con mayor porcentaje de utilización, son las centrales térmicas cuyos principales combustibles son el diésel, GLP y nafta.

En este caso particular el valor del LCOE de una central FV es menor al de una central térmica, lo que permite suponer que si se obtiene una ventaja en términos económicos.

Finalmente cabe señalar que esta comparación no es totalmente exacta, ya que no se toman los valores específicos correspondientes a una central FV, pero permite tener una idea de los costos en la producción de la electricidad. En la tabla 5.18 se muestra el ahorro que representaría la operación de la central FV utilizada anteriormente frente a una central convencional térmica.

Tipo de central	Generación Promedio Anual Estimada	LCOE $\left[\frac{\text{cUSD}}{\text{kWh}}\right]$	Costos Totales Anual [USD]	Beneficio [USD]
FV	1472 MWh	22.8	335616	
Diésel		31.5	463680	128064
Gas Natural		7.3	107456	-228160
Hidroeléctrica		7.41	109075	-226540

Tabla 5.18 Comparación del LCOE y beneficios

En este caso se obtiene los valores del LCOE para un año en la generación de energía de la central FV, realizando una comparación con 3 centrales convencionales incluyendo una central hidroeléctrica. Se obtienen beneficios económicos solamente cuando se la compara con la central térmica, resultando no beneficioso en la comparación de la central hidroeléctrica o la de gas natural.

Sin embargo la diferencia se establece en las dificultades de construcción de algunas centrales como la hidroeléctrica, teniendo en cuenta además la disponibilidad de las distintas fuentes de generación.

5.3.3 ANÁLISIS DE LAS EXTERNALIDADES

5.3.3.1 Introducción

En esta sección se desea realizar el análisis o cálculo de las externalidades como se describe en el Capítulo 4. Así para realizar la ejemplificación y estar en concordancia con las anteriores evaluaciones se evalúa la central FV anteriormente utilizada.

5.3.3.1.1 Evaluación del impacto ambiental mediante el método de Ciclo de vida, en la fase de operación de la central

Este análisis para el caso de la central FV en estudio resulta casi innecesario de hacerlo, ya que las centrales FV son muy limpias es decir no producen sustancias contaminantes. De acuerdo a la metodología propuesta se debe realizar un inventario de los diferentes contaminantes y luego realizar otros procedimientos detallados en el Capítulo de propuesta metodológica, pero en este caso de ejemplificación al no tener elementos contaminantes tampoco es necesario realizar los demás procedimientos.

Sin embargo se presentan los beneficios ambientales producto de operación de la central.

a) Emisiones atmosféricas

La central FV no produce contaminantes ya que no utiliza como fuente combustibles fósiles, además no produce ningún tipo de polución ni partículas que contaminen el aire o agua.

b) Ruido

La central FV no produce ruido ya que no utiliza máquinas de movimiento como motores.

c) Residuos líquidos

La central FV solamente produce aguas hervidas domésticas, estas tienen que ser tratadas mediante las normativas sanitarias correspondientes y habituales de todos los sectores laborales.

d) Residuos sólidos

- Residuos sólidos domésticos originados por las personas que trabajan en la central.
- Residuos sólidos industriales, producto de las actividades de mantenimiento y limpieza de las instalaciones por ejemplo repuestos eléctricos y desechos comunes.

Todos los contaminantes que genera la central FV son desechos sólidos o líquidos inherentes a las actividades humanas de quienes trabajan en la central, y no representan un peligro adicional producto en sí de la operación de la central.

5.3.3.1.2 Evaluación del impacto ambiental producto de las emisiones, mediante el método Vías de impacto, en la fase de operación de la central

Según la propuesta metodológica del Capítulo 4, en esta sección se calcula el beneficio resultante por dejar de producir las emisiones de CO₂, al utilizar o por la operación de la central FV. Se efectúan los siguientes pasos.

- 1) Se obtiene la energía producida por la central.

Generación promedio anual estimada	1472 MWh
------------------------------------	----------

- 2) Se obtienen las emisiones correspondientes a una central convencional utilizando la energía producida por la central FV.

Generación anual [MWh]	Factor de emisiones $\left[\frac{t\ CO_2}{MWh}\right]$	Emisiones $\left[\frac{t\ CO_2}{año}\right]$
1472	0.311[]	457.79

- 3) Se obtiene el valor de las emisiones.

Emisiones $\left[\frac{t\ CO_2}{año}\right]$	Costo del CO ₂ $\left[\frac{USD}{t\ CO_2}\right]$	Valor de las Emisiones $\left[\frac{USD}{año}\right]$
457.79	9.87	4518.39

- 4) Se obtiene el valor de las emisiones por kWh.

Emisiones [USD]	Generación anual [kWh]	Valor Emisiones/kWh $\left[\frac{cUSD}{kWh}\right]$
4518.387	1472000	0.30695

Con estos valores se obtienen los beneficios económicos en relación a las externalidades de la operación de la central FV evaluada.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Con el fin de cumplir los objetivos de este trabajo, se describen y desarrollan diferentes aspectos, temas o tópicos referentes a las energías renovables, algunos de ellos de una forma breve o general, esto principalmente porque el campo de las energías renovables en estudio es muy amplio e incluye a los sistemas de generación transmisión y distribución. Por tal razón, algunos de estos temas tratados no se han profundizado, lo que posibilita que los mismos pueden ser ampliados y tratados de forma individual para un análisis más profundo.
- La evaluación de la confiabilidad para sistemas eléctricos, en este caso de distribución se realiza por medio de índices, estos índices son usados para evaluar sistemas con energía convencional. La diferencia radica en la forma de obtener las tasas que utilizan los índices, así la tasa de falla y el tiempo de reparación son diferentes en ambos sistemas debido a la característica variable que tienen las fuentes renovables.

Otro punto a tomar en cuenta en la evaluación de los sistemas (convencional y con ER) es la cantidad de fuentes generadoras existentes, en sistemas convencionales por lo general tiene una fuente principal (subestación) y en sistemas con ER (GD) tienen varias fuentes generadoras dentro de un mismo sistema de distribución. Esto hace que la forma de evaluar la confiabilidad cambie en cierto modo, principalmente a la posibilidad de formación de islas en el sistema.

- En este trabajo se muestran métodos para determinar los parámetros necesarios para el cálculo de los índices de confiabilidad de un sistema con ER, es decir las diferentes tasas, pero un estudio o evaluación de confiabilidad no se encasilla en un único método. Este cálculo se puede realizar mediante varias formas y depende del tipo de configuración de la red y de su complejidad. Por

otra parte este trabajo no se enfoca en el desarrollo de tales cálculos sino en lo que los índices de confiabilidad o la confiabilidad misma del sistema representan para la determinación de beneficios por medio de la evaluación de las centrales de ER.

- Los resultados de la evaluación de confiabilidad obtenidos en el ejemplo de evaluación de la central FV son positivos, es decir los valores de los índices SAIDI, CAIDI, ASUI, ENS y AENS bajaron, y el valor del índice ASAI subió, resultado que se esperaba en ambos casos. Pero el índice SAIFI permanece constante, esto se debe a que la configuración de la red no se modificó mayormente, es decir su topología no cambio por ejemplo a una red redundante.
- La evaluación referente a la calidad de voltaje se realiza sobre los aspectos de perfil de voltaje, caída de voltaje, pérdidas de potencia activa y reactiva y flujos de corriente. Además la evaluación se realiza sobre un sistema de distribución.
- En lo que se refiere a la calidad de voltaje, la introducción de ER ha permitido un mejor rendimiento del sistema de acuerdo con los valores obtenidos de todos los índices excepto el índice denominado "ISC" que determina el impacto de GD durante un evento de corto circuito (CC) ya que en general la unidad de GD aporta más corriente a la red por lo tanto los valores de las corrientes de CC tienden a ser mayores.
- En la metodología desarrollada en este trabajo se propone evaluar en forma separada los aspectos técnicos y económicos de un sistema eléctrico, sin embargo en consecuencia del enfoque técnico también se pueden obtener beneficios económicos, es decir un valor cuantificado monetariamente, esto se hace principalmente mediante el costo de la ENS, pero también se podría incluir otros costos derivados de las perdidas originados en las líneas conductoras.
- En la metodología desarrollada en este trabajo se propone que la evaluación de los aspectos técnicos se dé sobre los sistemas de distribución, por las razones ya detalladas en capítulos anteriores, pero en resumen porque la GD tiene una probabilidad alta de producir beneficios en estos sistemas. Sin embargo el sector beneficiado no solo es el sistema de distribución, sino también el sistema

de transmisión, lo que se traduce en un beneficio para el usuario. En este trabajo no se ha incluido el análisis en los sistemas de transmisión pero este campo queda abierto para posteriores análisis.

- El análisis o valoración económica financiera de un proyecto o una central es un proceso un tanto complejo debido a todas las consideraciones que deben ser tomadas, por tal motivo en esta metodología se propone realizar el cálculo del LCOE y las externalidades, cuyos resultados ofrecen información importante referente a valores económicos que se pueden ahorrar.
- Los resultados obtenidos en la evaluación de beneficios económicos realizada en el Capítulo 5 son positivos. En primera instancia se concluye que el valor del LCOE de la central FV en estudio es menor al valor del LCOE de una central térmica medidos en cUSD/kWh, esto debido a que el alto costo de los combustibles supera al valor inicial de la inversión de la central FV. En segundo lugar, en el análisis de las externalidades también se obtienen resultados positivos, esto porque las energías renovables en sí son muy limpias y consecuentemente su utilización produce un beneficio económico que se establece por la reducción de emisiones de CO_{2e}, es decir por cada tonelada de CO_{2e} que no se emita se obtiene un valor económico.

6.2 RECOMENDACIONES

- Este trabajo ha mostrado ejemplos para una mejor comprensión y utilización de la metodología propuesta, sin embargo para obtener mejores conclusiones y resultados es necesario aplicar la metodología con otros proyectos pertenecientes al SNI en el Ecuador.
- Al momento de realizar la evaluación de beneficios técnicos, se recomienda que se realice una variación en la ubicación de la/las unidad/es de GD de ER con el fin de observar la variación de los diferentes índices propuestos. De esta manera se podrá obtener un mejor rendimiento del sistema que se esté analizando. Así obtendrán varios escenarios o casos que permitirán establecer una comparación con el fin de aprovechar al máximo las ER.

Es necesario hacer una aclaración al respecto de este punto, lo descrito en el mismo es factible en el caso de que sea posible hacer modificaciones en aquel sistema eléctrico, o cuando el sistema esté en la fase de diseño.

- Se recomienda tomar como base el método de Markov para obtener las tasas requeridas en el cálculo de confiabilidad con ER, y ampliarlo a detalle con el objetivo de tener una herramienta más efectiva en el análisis de confiabilidad de sistemas con ER y/o GD.
- En general en este trabajo se han tratado varios aspectos tanto técnicos como económicos relacionados al tema de estudio, en algunos casos no desarrollándolos a fondo, se recomienda ampliar aquellos aspectos si el lector así lo requiere.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GONZÁLEZ José A. C., PÉREZ Roque C., SANTOS Antonio C. Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid, 2009.
- [2] Secretaria de Energía (SENER). Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. 2009. Disponible en: http://www.energia.gob.mx/res/0/ER_para_Desarrollo_Sustentable_Mx_2009.pdf
- [3] International Energy Agency. Topic: Renewables. Disponible en: <http://www.iea.org/topics/renewables/>
- [4] National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2012 Renewable Energy Data Book. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60197.pdf>
- [5] LOZANO Cardona, Wendy. ProMéxico. Energías Renovables Unidad de Inteligencia de Negocios. Mayo 2013. Disponible en: http://mim.promexico.gob.mx/work/sites/mim/resources/LocalContent/42/2/130726_DS_Energias_Renovables_ES.pdf
- [6] VAN DER HOEVEN, María. International Energy Agency. Medium - Term Renewable Energy Market Report 2013. Disponible en: http://www.iea.org/newsroomandevents/speeches/130626_MTRMR_2013_Launch.pdf
- [7] Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo – Senplades. Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017. Disponible en: www.buenvivir.gob.ec
- [8] Página web del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Disponible en: <http://www.energia.gob.ec/>
- [9] <http://jumanjisolar.com/2012/03/diferencia-entre-potencia-generacion-electrica-instalada-firme.html>

- [10] <http://www.energia.gob.ec/subsecretaria-de-energia-renovable-y-eficiencia-energetica/>
- [11] Consejo Nacional De Electricidad CONELEC. Plan maestro de electrificación 2013 – 2022: Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social y ambiental. Disponible en: <http://www.conelec.gob.ec>
- [12] Consejo Nacional De Electricidad CONELEC. Plan maestro de electrificación 2013 – 2022: Perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano. Disponible en: <http://www.conelec.gob.ec>
- [13] Consejo Nacional De Electricidad CONELEC. Estadísticas y mapas, Indicadores de Energía Eléctrica Mensuales, Balance Nacional De Energía Eléctrica. Disponible en: <http://www.conelec.gob.ec/>
- [14] Corporación para la Investigación Energética, CIE. Entrevista Vistazo al Ing. Alfredo Mena Pachano, Director Ejecutivo de la CIE. Disponible en: <http://www.energia.org.ec/cie/?p=172>
- [15] Corporación para la Investigación Energética, CIE. Energías Eólicas, Solar, Hidroeléctrica y Biomasa. Disponible en: <http://www.energia.org.ec/>
- [16] ESCUDERO LÓPEZ, José María. Manual de la energía eólica. 2.^a ed. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa, 2008.
- [17] ENERCON. Aerogeneradores ENERCON: Tecnología en fabricación, montaje y mantenimiento.
- [18] ESTEIRE Eva, MADRID Ana, MADRID Antonio. Energías renovables. Manual técnico Primera edición. Año 2010
- [19] CASTELLS, Xavier Elías. Biomasa y Bioenergía. Ediciones Díaz Santos 2012.

- [20] DAMIEN, Alain. La biomasa: fundamentos, tecnologías y aplicaciones. AMV Ediciones. Primera edición. Año 2010
- [21] GONZÁLEZ VELASCO, Jaime. Energías Renovables .Barcelona: Reverté. 2009
- [22] SEBASTIÁN NOGUES, Fernando. Energía de la biomasa. Pressas Universitarias de Zaragoza, 2010.
- [23] Oficina para Centroamérica de Biomass Users Network (BUN-CA). Manuales sobre energía renovable: Biomasa/ Biomass. San José, C.R. 2002.
- [24] MORAGUES Jaime A., RAPALLINI Alfredo T. Aspectos ambientales de la energía eólica.
- [25] <http://twenergy.com/energia-eolica/ventajas-de-la-energia-eolica-402>
- [26] <http://www.eolicaoffshore.com/>
- [27] SMA Solar Technology AG. Centrales Fotovoltaicas: El futuro de las redes públicas. Artículo disponible en: <http://files.sma.de/dl/17927/INSIGHTS02-AES121510W.pdf>
- [28] <http://www.sunedison.es/energia-solar-fotovoltaica/ventajas.html>
- [29] <http://www.eoi.es/blogs/meerron/2013/01/23/evolucion-de-precios-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>
- [30] http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Biomasa.pdf
- [31] <http://twenergy.com/energia-curiosidades/ventajas-de-la-biomasa-767>

- [32] <http://www.monografias.com/trabajos66/biomasa-eficiencia-energetica/biomasa-eficiencia-energetica2.shtml>
- [33] <http://oretano.iele-ab.uclm.es/~carrion/Bibliografia/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos.pdf>
- [34] Secretaria de energía de Argentina. Energía Geotérmica, energías renovables. Disponible en:
http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/libro_energia_geotermica.pdf
- [35] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) e Instituto Geológico y Minero de España (IGME). Manual de geotermia. Disponible en:
http://www.igme.es/internet/Geotermia/Ficheros%20PDF/Manual_Geotermia_2.5.pdf
- [36] FAJARDO Belén. Tecnología Industrial I. Energía geotérmica, Disponible en:
http://iesvillalbahervastecnologia.files.wordpress.com/2011/12/11_0_fuentes-de-energic3ada-energia-geotc3a9rmica.pdf
- [37] BROKERING CHRISTIE Walter, PALMA BEHNKE Rodrigo, VARGAS DÍAZ Luis. Ñom Lüfke (El Rayo Dorado) o Los sistemas eléctricos de potencia. Santiago de Chile. 2008.
- [38] Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia (Upme) y el Instituto colombiano para el desarrollo de la ciencia y la tecnología “Francisco José de Caldas”. Calidad de la energía eléctrica. Disponible en:
<http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Docs/calidad.pdf>
- [39] LUNA RODRÍGUEZ, Iñigo. Análisis de la capacidad de generación de Reactiva de un parque eólico para la participación en el control de tensión. Trabajo Fin de Máster EE.RR. Generación Eléctrica. Universidad Pública de Navarra.
- [40] CEBALLOS MANNOZZI, Sergio. La integración de Energías Renovables con altos niveles de penetración en Sistemas Eléctricos de Potencia.

- [41] Gómez Expósito, Antonio. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. España 2002.

- [42] MORA SATILLÁN, José Javier. “Evaluación de la confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica.”. Tesis que para obtener el título de: Ingeniero Eléctrico Electrónico. Universidad Nacional Autónoma de México. 2010.

- [43] PANCHANO, Alfredo Mena. Confiabilidad de Sistemas de Potencia. Quito 1983

- [44] LLUMIQUINGA C., Raúl A., RUALES C., Luis. “Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A Utilizando el Software Power Factory de Digsilent.”

- [45] CASTRO ELGUETA, Felipe Guillermo. “Impacto de la Generación Distribuida en la Estabilidad de Sistemas de Potencia”. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile. Santiago de Chile. Enero, 2013.

- [46] Debabrata (Debu) Kundu. “An Overview of the Distributed Generation (DG) Connected to the GRID”. IEEE.

- [47] E. Marmolejo, C. Duque, M. T. Torres, G. Ramos, A. Torres. “Analysis of the Prospects for Distributed Generation (DG) for Colombian Electric Power Sector”. Department of Electrical and Electronics Engineering, University of Los Andes, Bogotá Colombia.

- [48] BOLLEN Math, HASSAN Fainan. “Integration of distributed generation in the power system”. IEEE press series on power engineering.

- [49] YEBRA VEGA, Tomás. “Distributed Generation & Hosting Capacity Need for Stochastic Analysis”. University of Manitoba Power System group.
- [50] “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices 1366”. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [51] ZARUMA VILLAMARÍN Jorge Luis, BLACIO LOAIZA Diego Armando. “Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.”. Tesis Universidad de Cuenca. Cuenca, Junio de 2012.
- [52] Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam, “Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis”. IEEE. Noviembre 2005
- [53] M. Hlatshwraayo, S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, K. O. Awodele. “Impacts of DG Penetration in the Reliability of Distribution Systems.” IEEE. 2010.
- [54] Lina Bertling, Pramod Bangalore, Le Anh Tuan. “On the use of reliability test systems: A literature survey.” IEEE.
- [55] Pedram Jahangiri, Mahmud Fotuhi–Firuzabad. “Reliability Assessment of Distribution System With Distributed Generation.” IEEE. Diciembre 2008.
- [56] Mohammad Al-Muhaini, Gerald T. Heydt. “Evaluating Future Power Distribution System Reliability Including Distributed Generation.” IEEE. Octubre 2013.
- [57] S. R. A. Rahim, I. Musirin, M. H. Sulaiman, M. H. Hussain, A. Azmi. “Assessing the Performance of DG in Distribution Network”. Melaka, Malaysia: June 2012.

- [58] Fuat KÜÇÜK, Ömer GÜL. "A Fuzzy Expert System for Quantifying Voltage Quality in Electrical Distribution Systems". Department of Electrical Engineering, Istanbul Technical University, Turkey.
- [59] Pathomthat Chiradeja, R. Ramakumar. "An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation". IEEE. 2004.
- [60] Luis F. Ochoa, Antonio Padilha-Feltrin, Gareth P. Harrison. "Evaluating Distributed Time-Varying Generation Through a Multiobjective Index". IEEE 2008.
- [61] Natural Resources Defense Council (NRDC), Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA). Beneficios Económicos de Energías Renovables no Convencionales en Chile. Septiembre 2013.
- [62] Carolina Quiroz J., Diana Sasse, E. Sara Ramírez S., Armando Gómez G., Heber. Y. Parra H., Alejandro Miranda V., Alberto Elizalde B. "Externalidades en la Generación de Energía Eléctrica en México".
- [63] Instituto Mexicano para la Competitividad A.C. "Metodología para calcular ex ante externalidades asociadas a la generación de electricidad".
- [64] Centro Mario Molina para estudios estratégicos sobre energía y medio ambiente. "Modelos Integrales de Economía y Cambio Climático – La ruta de México hacia una economía sustentable de alta eficiencia energética y baja intensidad de carbón". 2009.
- [65] Estudio Proyecto fotovoltaico "La Libertad".
- [66] Mohammad Al-Muhaini, Gerald T. Heydt. "A Novel Method for Evaluating Future Power Distribution System Reliability". IEEE 2013.

- [67] Olalla Merino Wrom, Orejuela Luna Víctor. “Mejoramiento de Índices de Confiabilidad Mediante la Optimización de Recursos en Redes de Distribución”. 2005.
- [68] David Israel PINTO MENCÍAS. “Propuesta de Aportes Regulatorios para el Fomento de Energías Renovables en el Ecuador”. Proyecto previo en la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Febrero 2013.
- [69] Joseph Salvatore, Bloomberg New Energy Finance. World Energy Council. “World Energy Perspective Cost of Energy Technologies”. 2013.
- [70] LAZARD. “Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis — Version 8.0”. Septiembre 2014.
- [71] Carolina Herrera, Roberto Román, Douglass Sims. “El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos”. Junio 2012.
- [72] Francisco Raúl Buñay Ortiz, Franklin Gabriel Pérez Luna. “Comparación de costos de producción de energía eléctrica para diferentes tecnologías en el Ecuador”. Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico. Universidad de Cuenca. 2012.
- [73] Eduardo BASANTES T., Luis LECHÓN G. “Análisis técnico económico para la implementación de una central solar fotovoltaica en la parroquia de San Antonio de Pichincha”. Proyecto previo en la obtención del título de ingeniero eléctrico. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Abril 2012.

ANEXOS

ANEXO 1.1

Tablas de generación eléctrica de Ecuador a diciembre de 2012 [32]

Infraestructura existente en generación hidroeléctrica, año 2012

No.	EMPRESA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)	FACTOR DE PLANTA (%)
1	CELEC EP HIDROPAUTE	PAUTE	10	1.100	5.865,0	62,28
2	CELEC EP HIDROAGOYÁN	SAN FRANCISCO	2	216	914,00	45,30
3	CELEC EP HIDRONACIÓN	DAULE PERIPA	3	213	1.050	56,30
4	CELEC EP HIDROPAUTE	MAZAR	2	163	908,40	61,00
5	CELEC EP HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	2	156	1.010	73,90
6	CELEC EP HIDROAGOYÁN	PUCARÁ	2	73	149,40	23,40
7	E.E. QUITO	CUMBAYÁ	4	40	181,09	52,40
8	HIDROABANICO	HIDROABANICO	5	37,5	325,00	97,70
9	E.E. QUITO	NAYÓN	2	29,7	151,14	58,90
10	ELECAUSTRO	OCAÑA	2	26	203,00	89,00
11	ELECAUSTRO	SAUCAY	4	24	141,42	68,20
12	E.E. QUITO	GUANGOPOLO	6	20,92	86,40	47,80
13	ENERMAX	CALOPE	2	18	90,00	62,50
14	HIDROSIBIMBE	SIBIMBE	1	15	89,25	63,70
15	EMAAP-Q	RECUPERADORA	1	14,5	102,60	81,90
16	ELECAUSTRO	SAYMIRIN	6	14,4	96,26	77,20
17	E.E. RIOBAMBA	ALAO	4	10	69,12	80,00
18	E.E. COTOPAXI	ILLUCHI 1-2	6	9,2	47,69	60,00
19	EMAAP-Q	EL CÁRMEN	1	8,2	36,77	51,90
20	E.E. NORTE	AMBI	2	8	34,56	50,00
21	ECOLUZ	PAPALLACTA	2	6,2	23,62	44,10
22	MANAGERACIÓN	ESPERANZA	1	6	19,00	-
23	LA INTERNACIONAL	VINDOBONA	3	5,86	32,66	64,50
24	E.E. QUITO	PASOCHOA	2	4,5	24,03	61,80
25	MANAGERACIÓN	POZA HONDA	1	3	16,00	-
26	E.E. RIOBAMBA	RÍO BLANCO	1	3	18,09	69,80
27	PERLABÍ	PERLABÍ	1	2,46	13,09	61,60
28	E.E. SUR	CARLOS MORA	3	2,4	17,00	82,00
29	ECOLUZ	LORETO	1	2,15	12,97	69,80
30	E.E. NORTE	BUENOS AIRES	1	1	7,00	80,00
31	HIDROSIBIMBE	CORAZÓN	1	0,98	7,62	90,00
32	-	Otras Menores	24	21,97	94,91	50,00
Total			108	2.256	11.837	

Infraestructura existente en generación termoeléctrica a diciembre 2012

No.	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA NETA (GWh/año)
1	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	Térmica Turbogas	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogas	26,27	20,00	1,33
3		G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbogas	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	Térmica MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	Térmica MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	Térmica Turbogas	133,00	133,00	629,48
1	TERMOESMERALDAS	JARAMIJÓ	Térmica MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1-2-3	Térmica MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	Térmica MCI	20,40	19,20	94,53
4		MIRAFLORES	Térmica MCI	29,50	24,00	27,93
			Térmica Turbogas	22,80	19,00	30,26
5		PEDERNALES	Térmica MCI	2,50	2,00	1,25
6	ESMERALDAS	Térmica Turbogas	132,50	131,00	755,35	
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	Térmica Turbogas	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	Térmica Turbogas	136,80	124,00	406,64
1	TERMOPICHINCHA	CAMPO ALEGRE	Térmica MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSO CASTELLANOS	Térmica MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLO	Térmica MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	Térmica MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	Térmica MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	Térmica MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	Térmica MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	Térmica MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJO	Térmica MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	Térmica MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	Térmica MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	Térmica MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1-2-3	Térmica Turbogas	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	Térmica MCI	11,40	10,00	25,95
1	Elecaastro	EL DESCANSO	Térmica MCI	19,20	17,20	67,50
1	Electroquil	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	Térmica Turbogas	181,00	181,00	217,06
1	Generoca	GENEROCA 1-2-3-4-5-6-7-8	Térmica MCI	38,12	34,33	121,41
1	Intervisa Trade	VICTORIA 2	Térmica Turbogas	115,00	102,00	60,54
1	Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	150,00	120,00	546,45
1	E. E. Ambato	LLIGUA	Térmica MCI	5,00	3,30	0,42
1	E. E. Centro Sur	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	Térmica Turbogas	0,24	0,24	0,34
1	EEQ SA	GUALBERTO HERNANDEZ	Térmica MCI	34,32	31,20	142,15
1	Regional Sur	CATAMAYO	Térmica MCI	19,74	17,17	9,82
1	Eléctrica de Guayaquil	ALVARO TINAJERO 1-2	Térmica Turbogas	94,80	81,50	121,81
2		ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	Térmica Turbogas	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS V.	Térmica Turbogas	34,50	33,00	207,09
1	CNEL-Sucumbios	NUEVO ROCAFUERTE	Térmica MCI	0,45	0,37	0,31
2		PUERTO EL CARMEN	Térmica MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	Térmica MCI	0,16	0,12	0,60
Total		43	Total	2.287,25	2.136,54	6.944,78

ANEXO 2.1

VARIACIONES DE VOLTAJE

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
TRANSIENTES			
IMPULSIVOS			
Nanosegundos	5 ns rise	< 50 ns	
Microsegundos	1 μ s rise	50 ns - 1 ms	
Milisegundos	0.1 ms rise	> 1 ms	
OSCILATORIOS			
Baja Frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media Frecuencia	5 - 500 kHz	20 μ s	0 - 8 pu
Alta Frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 μ s	0 - 4 pu
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
INSTANTÁNEAS			
Sag (Valles)		0.5 - 30 cycles	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		0.5 - 30 cycles	1.1 - 1.8 pu
MOMENTÁNEAS			
Interrupciones		0.5 cycles - 3 s	< 0.1 pu
Sag (Valles)		30 cycles - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		30 cycles - 3 s	1.1 - 1.4 pu

VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN

TEMPORALES			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Sag (Valles)		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu

VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN

Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%

DISTORSIÓN DE FORMA DE ONDA

Desplazamiento de C.D.		Estado Estable	0 - 0.1%
Armónicos	0 - 100th H	Estado Estable	0 - 20%
Interarmónicos	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
Hendiduras		Estado Estable	
Ruidos	Banda - ancha	Estado Estable	0 - 1%

FLUCTUACIONES

	< 25 Hz	intermitente	0.1 - 7%
--	---------	--------------	----------

VARIACIONES DE FRECUENCIA

		< 10 s	
--	--	--------	--

Tomado de la Norma IEEE Estándar 1159 de 1995

ANEXO 3.1

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ESTABLECIDOS POR LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

Índices

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (R_d) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A_j), de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{R_d} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}} \quad FMIK_{A_j} = \frac{\sum_i kVAfs_{iA_j}}{kVA_{instA_j}}$$

b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{R_d} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}} \quad TTIK_{A_j} = \frac{\sum_i^{A_j} kVAfs_{iA_j} * Tfs_{iA_j}}{kVA_{instA_j}}$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A_j" en el período en análisis.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A_j" en el período en análisis.

kVAfs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

kVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i: Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i".

R_d: Red de distribución global

A_j: Alimentador primario de medio voltaje "j".

ANEXO 3.2

EJEMPLO DE UNA HOJA DE TRABAJO PARA EL MÉTODO DE FMEA

Generic FMEA Worksheet																		
Item	Function	Potential Failure Mode	Potential Effect(s) of Failure	Severity	Potential Cause(s) of Failure	Occurrence	Current Design Controls (Prevention)	Current Design Controls (Detection)	Detection	RPN	Recommended Action(s)	Responsible Person	Actions Taken	Revised Rankings				
												Target Completion Date	Effective Completion Date	Severity	Occurrence	Detection	RPN	
①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑧	⑨	⑩	⑪			⑫				

Tomado de: Effective FMEAs, by Carl S. Carlson, published by John Wiley & Sons, © 2012

ANEXO 3.3

La GD también puede presentar fallos, si la conexión de la GD se realiza con éxito tras un fallo el tiempo de reposición @ queda establecido de la siguiente forma:

$$r = T_{FL} + T_{DG}$$

Donde:

T_{FL}: Tiempo de asilar la falla

T_{DG}: Tiempo de conexión de la GD

Y en el caso de que la conexión de la GD tras una falla no sea exitosa, el tiempo de reposición se establece por:

$$r = T_{FL} + T_{RP} \tag{A4.2}$$

Donde:

T_{RP}: Tiempo de reparación de la falla.

El promedio de estos valores pueden ser evaluados usando el concepto de expectativa:

$$r = (T_{FL} + T_{DG}) + (T_{FL} + T_{RP}) = (T_{FL} + T_{RP}) \times U_{DG} + (T_{FL} + T_{DG}) \times (1 - U_{DG}) \tag{A4.3}$$

Donde:

U_{DG}: Probabilidad de falla de la GD.

ANEXO 3.4

MODELO DE MARKOV PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

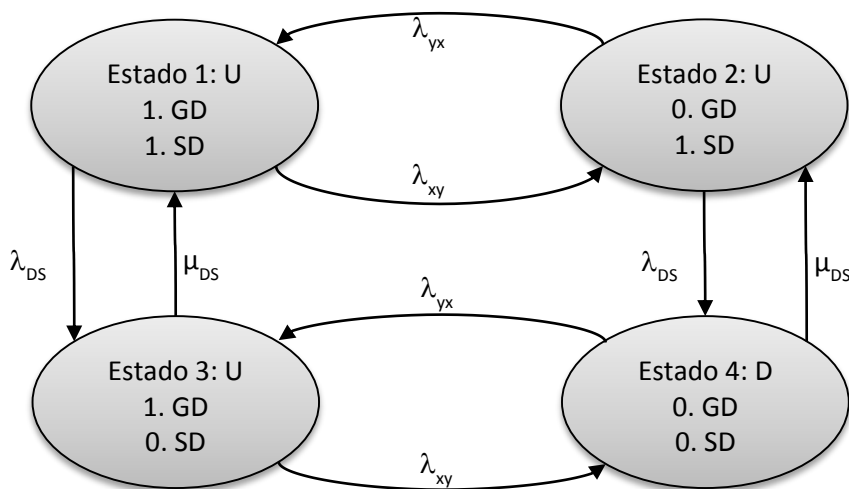
Modelo para un sistema simplificado

En la figura siguiente se muestra el modelo simplificado de la interconexión entre la GD y el sistema de distribución. Se asume que las unidades de generación son 100% confiables y que la probabilidad de éxito en la conexión entre los generadores de GD y la red de distribución es 1.

Para este sistema, el modelado de MARKOV tiene 2 componentes, cada uno tiene 2 estados "1" opera, "0" no opera, por lo tanto el sistema tendrá 4 estados (según la fórmula de Markov; estados = 2^n , donde n es el número de componentes): **U** opera es decir la carga tiene suministro, y **D** no opera es decir la carga no tiene suministro.

Estado	GD Optima	Suministro Principal (SD)	Estado de la Carga
1	11	1	U
2	01	0	U
3	10	1	U
4	00	0	D

Tabla de estados de componentes [56]



$$\sigma = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{xy} & \lambda_{DS} & 0 \\ \lambda_{yx} & 0 & 0 & \lambda_{DS} \\ \mu_{DS} & 0 & 0 & \lambda_{xy} \\ 0 & \mu_{DS} & \lambda_{yx} & 0 \end{bmatrix}$$

Diagrama de transiciones de estados (arriba) y matriz de transiciones de estados (abajo) [56]

Donde:

1: Opera.

2: No opera.

GD: Generación Distribuida

SD: Sistema de distribución (generación principal)

λ_{xy} y λ_{yx} : son los estados de transición entre la operación y no operación de la GD, no confundir con las tasas de falla, mientras que λ_{DS} es la tasa de falla del sistema de distribución y μ_{DS} es la tasa de reparación del sistema de distribución.

Modelo para un sistema completo

En la figura siguiente se muestra el modelo completo de la interconexión entre la GD y el sistema de distribución. Se asume que las unidades de generación no son 100% confiables y que la probabilidad de éxito de la conexión entre los generadores de GD y la red de distribución es diferente de 1.

Para el modelado de MARKOV el sistema tendrá 16 estados: **U** opera es decir la carga tiene suministro, y **D** no opera es decir la carga no tiene suministro.

State	Starting/Switching	DG failure	DG Supply	Main Supply	Load Status
1	1111	1	1	1	U
2	1101	1	0	1	U
3	0011	0	1	1	U
4	0001	0	0	1	U
5	1110	1	1	0	U
6	1100	1	0	0	D
7	0010	0	1	0	D
8	0000	0	0	0	D
9	0110	0	1	0	D
10	0100	0	0	0	D
11	1011	1	0	1	X
12	1010	1	0	0	X
13	1001	1	0	1	X
14	1000	1	0	0	X
15	0111	0	1	1	X
16	0101	0	1	0	X

Estados del modelo del sistema de distribución [56]

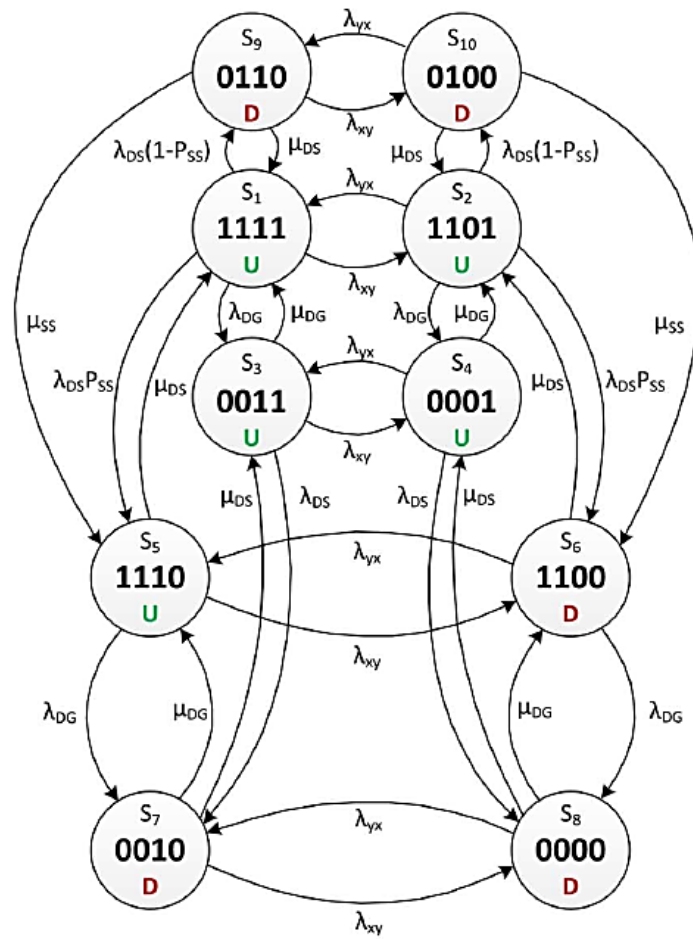


Diagrama de transiciones de estados [56]

Donde:

λ_{DS} : Es la tasa de fallo mecánico de la GD

$$\sigma = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{xy} & \lambda_{DG} & 0 & \lambda_{DS}P_{SS} & 0 & 0 & 0 & \lambda_{DS}(1-P_{SS}) & 0 \\ \lambda_{yx} & 0 & 0 & \lambda_{DG} & 0 & \lambda_{DS}P_{SS} & 0 & 0 & 0 & \lambda_{DS}(1-P_{SS}) \\ \mu_{DG} & 0 & 0 & \lambda_{xy} & 0 & 0 & \lambda_{DS} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mu_{DG} & \lambda_{yx} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{DS} & 0 & 0 \\ \mu_{DS} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{xy} & \lambda_{DG} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mu_{DS} & 0 & 0 & \lambda_{yx} & 0 & 0 & \lambda_{DG} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mu_{DS} & 0 & \mu_{DG} & 0 & 0 & \lambda_{xy} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu_{DS} & 0 & \mu_{DG} & \lambda_{yx} & 0 & 0 & 0 \\ \mu_{DS} & 0 & 0 & 0 & \mu_{SS} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{xy} \\ 0 & \mu_{DS} & 0 & 0 & 0 & \mu_{SS} & 0 & 0 & \lambda_{yx} & 0 \end{bmatrix}$$

Matriz de transiciones de estados [56]

ANEXO 4.1

CALCULO LCOE

ALTERNATIVA 1 [61]

Otro procedimiento para el cálculo del LCOE se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$VPN = \frac{1000}{365 \times 24 \times f} \sum_{t=0}^{\tau-1} \lambda_t \frac{I}{(1+r)^t} + \sum_{t=\tau}^{T+\tau-1} \frac{P_t}{\eta(1+r)^t} + \sum_{t=\tau}^{T+\tau-1} \frac{c}{(1+r)^t} + \frac{1000}{365 \times 24 \times f} \sum_{t=\tau}^{T+\tau-1} \frac{com}{(1+r)^t}$$

“Para anualizar, el monto equivalente constante anual K (con periodo igual a la vida útil de cada proyecto) se estima como:”

$$VPN = \sum_{t=\tau}^T \frac{K}{(1+r)^t} = K \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^{T-1}}$$

“Identificando el factor de recuperación del capital FRC queda $K = VPN \cdot FRC$. Lo último tiene unidades de US\$/MWh-año y corresponde a nuestra estimación de costo anualizado o nivelado de la energía”

Donde:

I : Costo de inversión unitario.

τ : Número de años de construcción del proyecto.

λ_t : Fracción de inversión en año t.

f : Factor de planta.

P_t : Precio del combustible en el año t.

η : Rendimiento.

C : Otros costos de operación.

com : Costos fijos de operación y mantenimiento.

r : Tasa de descuento.

T : Horizonte T

ALTERNATIVA 2 [68]

$$LCOE = \sum_{t=1}^n \frac{CI_t \times FRC}{E_t} + O\&M_t$$

Donde:

$LCOE$: Costo nivelado de energía [cUSD/kWh].

CI_t : Costo de inversión en el año t. [USD/kWh].

FRC : Factor de recuperación de capital.

E_t : Energía producida en el año t [kWh].

$O\&M_t$: Costos de operación y mantenimiento [USD/kWh].

n : Años de vida útil.

Además son necesarias las siguientes formulas

- Energía anual producida

$$E_t = h \times P_n \times F_p$$

Donde:

h : Número de horas del año [8760]

P_n : Potencia nominal de la central

F_p : Factor de planta.^{xx}

- Costos de operación y mantenimiento

$$O\&M_t = G\&A + CRR + \text{Otros gastos}$$

Donde:

$G\&A$: Gastos administrativos.

CRR : Costos de operación y remplazo.

Otros gastos: seguros, alquiler de terrenos, etc.

ALTERNATIVA 3 ^[72]

$$LCOE \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + CC_t + O\&M_t + GA_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

I_t : Costo de inversión en el año t [USD].

CC_t : Costo de combustible en el año t [USD].

$O\&M_t$: Costo de operación y mantenimiento en el año t [USD].

GA_t : Gastos administrativos en el año t [USD].

r : Tasa de descuento

E_t : Energía generada en el año t [MWh].

n : Vida útil más el tiempo de construcción [años]

^{xx} Factor de planta: El factor de planta (también llamado factor de capacidad neto o factor de carga) de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. ^[Wikipedia]

ANEXO 4.2

Hojas guía para el análisis del inventario Ciclo de Vida de las centrales. Tomado de [63]

Hoja de datos para proceso unitarios

Elaborado por:		Fecha:		
Identificación del proceso unitario:		Lugar objeto del informe (ubicación dentro del proceso unitario):		
Periodo de tiempo: año		mes de inicio:	mes de finalización:	
Descripción de proceso unitario (anexar diagrama de flujo y adjuntar, si se requiere, hoja adicional):				
Entradas de materia	Unidades	Cantidad	Descripción de los procedimientos de muestreo	Origen
			listar procedimientos	nacional o importado
Consumo de agua	Unidades	Cantidad	Descripción de los procedimientos de muestreo	Origen
			describir medición de flujo de agua	
Entradas de energía	Unidades	Cantidad	Descripción de los procedimientos de muestreo	Origen
Eléctrica	MWh		medición directa	red eléctrica
Salidas de materiales (incluyendo productos)	Unidades	Cantidad	Descripción de los procedimientos de muestreo	Origen
Energía eléctrica	MWh		medición directa	unidad de generación
Nota: Los datos en esta hoja de recopilación de datos se refiere a todas las entradas y salidas no asignadas durante el periodo especificado.				

Hoja de recopilación de datos de análisis del inventario del ciclo de vida

Identificación de procesos unitarios:			Lugar objeto del informe: Sitio de la unidad
Emisiones al aire	Unidades	Cantidad	Descripción de los procedimientos de muestreo (adjuntar hojas si es necesario)
			listar procedimientos
Descargas al agua	Unidades	Cantidad	Descripción de los procedimientos de muestreo
	m ³		describir medición y análisis
	°C		describir medición y análisis
	m ³		describir medición y análisis
			describir análisis fisicoquímicos
Descargas al suelo	Unidades	Cantidad	Descripción de los procedimientos de muestreo
	t		describir medición y análisis
	t		
Otras emisiones o descargas	Unidades	Cantidad	Descripción de los procedimientos de muestreo
			describir medición y análisis
Describir cualquier cálculo, recopilación de datos, muestreo o variación (adjuntar hojas adicionales si es necesario)			

Hoja de datos cálculo de emisiones por unidad operacional

Nombre de la unidad operacional:					
Emisiones al aire	Capacidad bruta (MW)	Factor de planta (%)	Generación anual (MWh)	Factor de emisión¹ (kg/kWh)	Emisiones (toneladas)
	dato	dato	fórmula	AP-42	
Descargas al agua	Capacidad bruta (MW)	Factor de planta (%)	Generación anual (MWh)	Emisiones (toneladas)	Factor de emisión (kg/kWh)
				medición directa	
Descargas al suelo	Capacidad bruta (MW)	Factor de planta (%)	Generación anual (MWh)	Emisiones (toneladas)	Factor de emisión (kg/kWh)
				medición directa	
Otras emisiones o descargas	Capacidad bruta (MW)	Factor de planta (%)	Generación anual (MWh)	Emisiones (toneladas)	Factor de emisión (kg/kWh)
				medición directa	

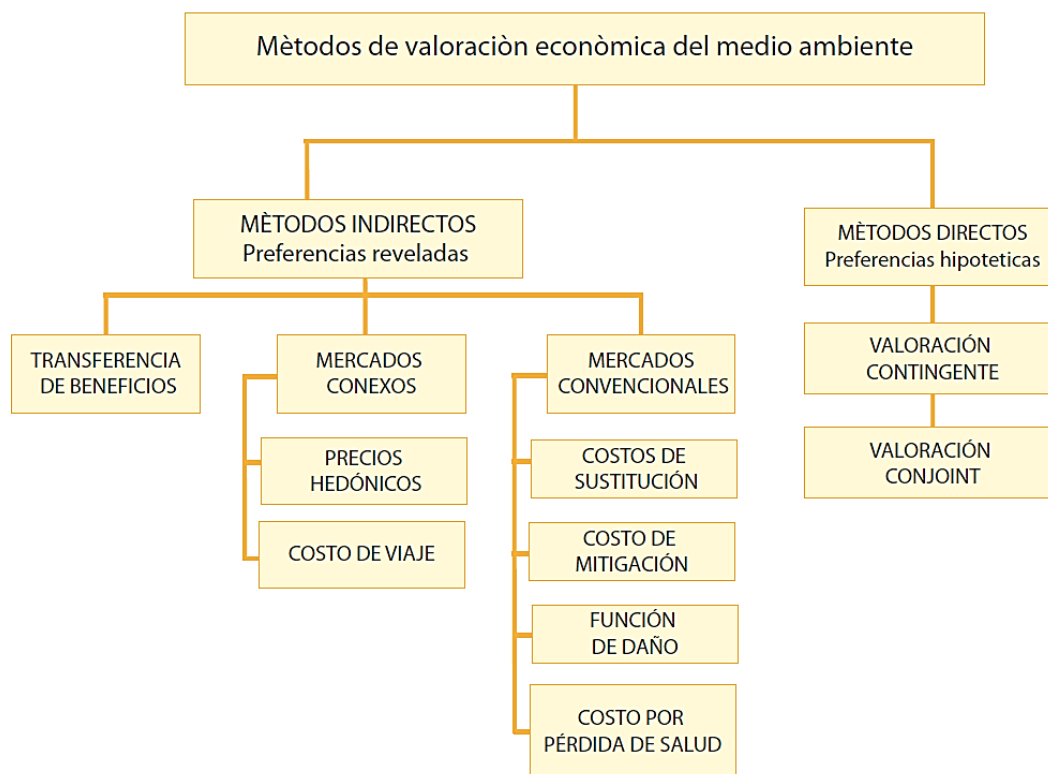
generación anual (MWh): (8760 horas al día)*(factor de planta(%)/100)*capacidad bruta (MW)

¹:indicar fuente o metodología

* AP-42: Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Stationary Point and Area Sources. EPA-USA.

ANEXO 4.3

Algunos métodos de valoración económica



ANEXO 5.1

DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR UTILIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE VOLTAJE

SUBESTACIÓN SANTA ELENA - 69 kV

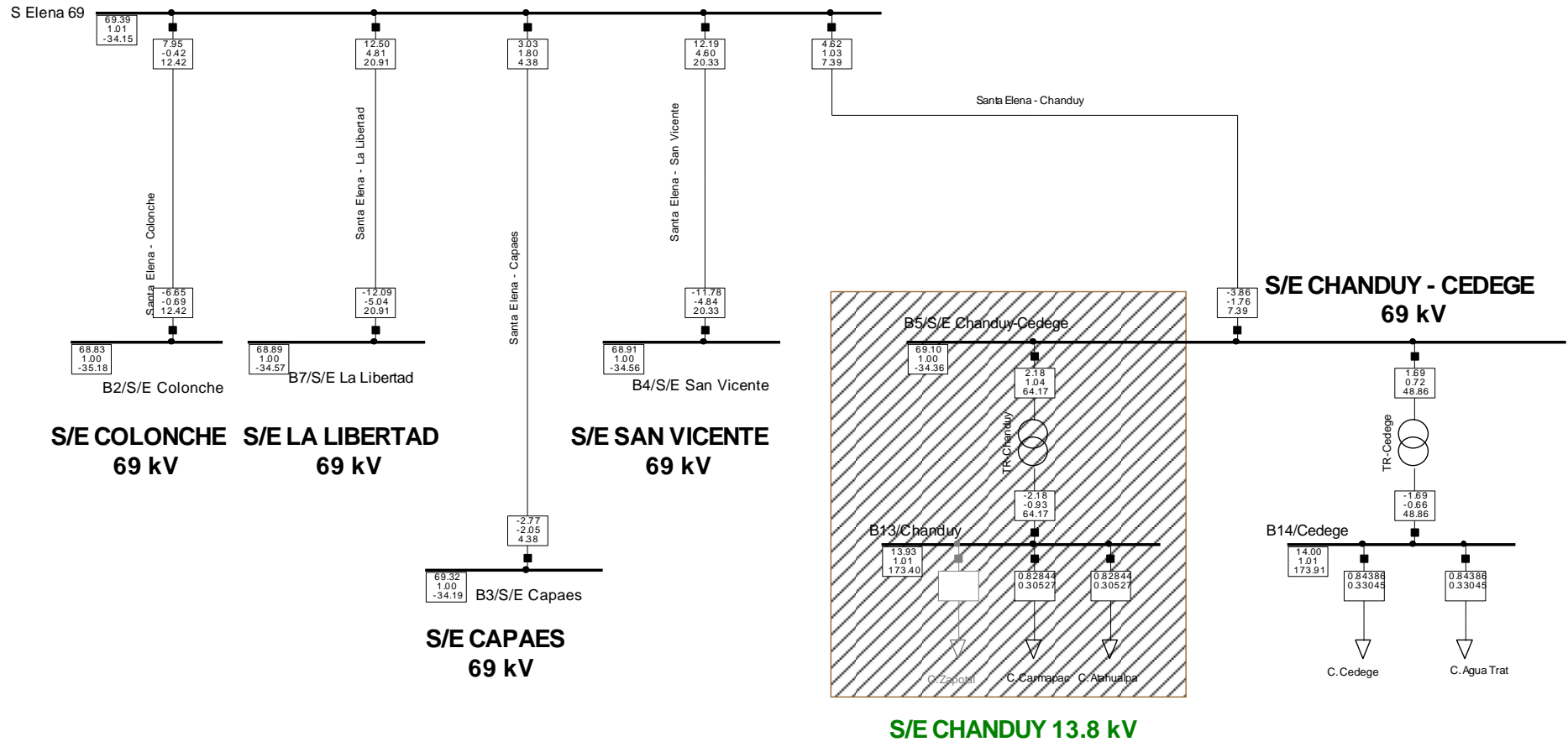
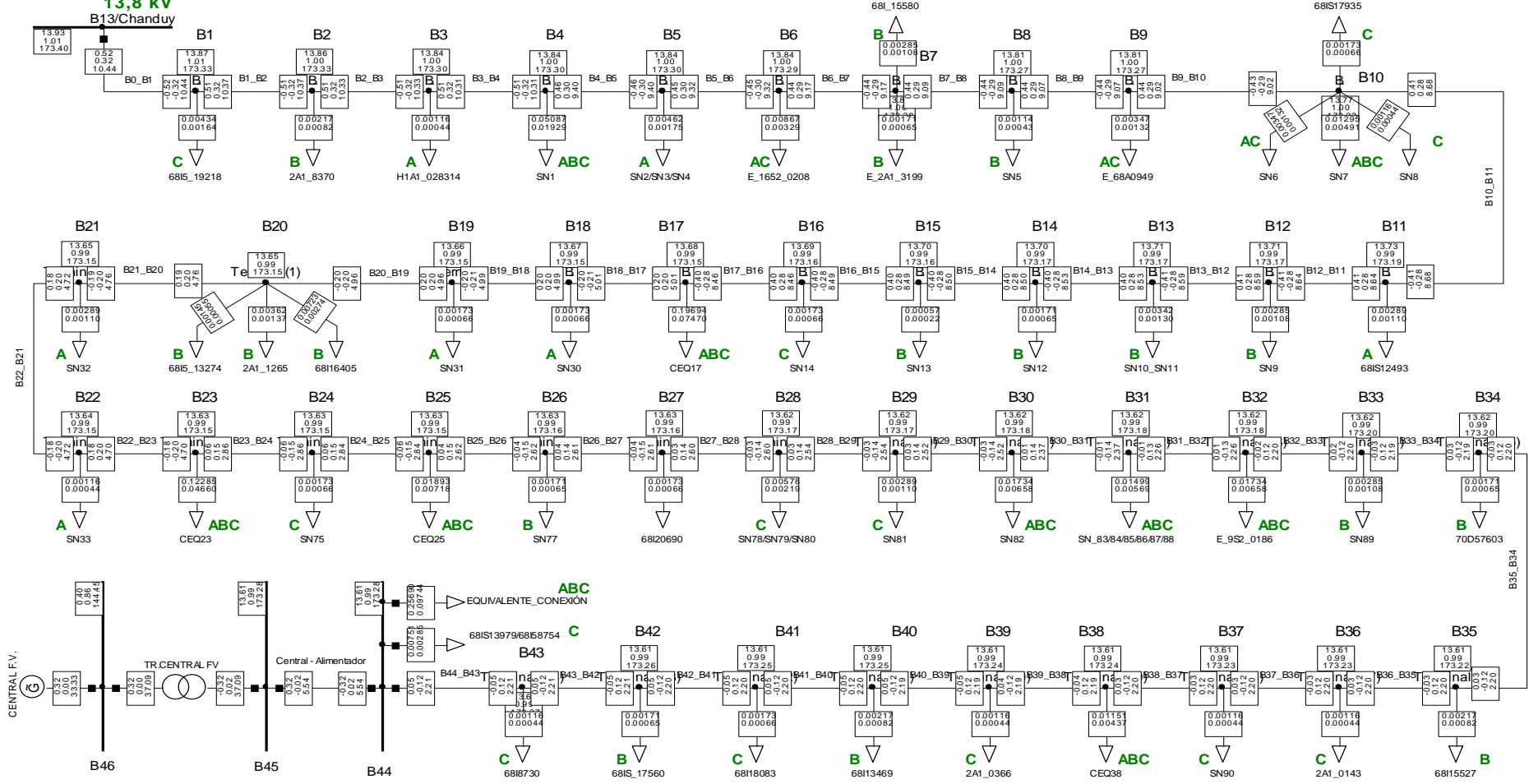


Diagrama Unifilar Simplificado CNEL Santa Elena

SUBESTACIÓN CHANDUY

13,8 kV



GENERACIÓN 0,46 kV

CONEXIÓN 13,8 kV

CENTRAL FOTOVOLTAICA 995 kW

Flujo Carga Balanceada

Nodos	Ramas	Carga General
Tensión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]	Potencia Activa [MW]
Tensión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mar]	Potencia Reactiva [Mar]
Tensión, Ángulo [deg]	Nivel de Carga [%]	

	ESTUDIO DE CONEXIÓN DE G.FOTOVOLTAICA	Proyecto: STA ELENA
	ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA RED SANTA ELENA - PENÍNSULA DEMANDA MÁXIMA CON CENTRAL	Gráfica: CENTRAL FV Fecha: 17/05/2012
PowerFactory 14.0.520		Anexo:

Diagrama Unifilar del Alimentador Zapotal

ANEXO 5.2

CÁLCULOS PARA EL ÍNDICE VP_{II}

Índice VP_{II} a demanda media

Datos de Voltaje y Potencia del Alimentador Zapotal Demanda Media Sin Central FV					
N° barra	V [kV]	L [MW]	N° barra	V [kV]	L [MW]
B1	13,96	0,00378	B23	13,74	0,10777
B2	13,96	0,00151	B24	13,74	0,00151
B3	13,94	0,00101	B25	13,74	0,01662
B4	13,94	0,04432	B26	13,73	0,00151
B5	13,93	0,00403	B27	13,73	0,00151
B6	13,93	0,00755	B28	13,73	0,00504
B7	13,93	0,00403	B29	13,72	0,00252
B8	13,91	0,00101	B30	13,72	0,01511
B9	13,91	0,00302	B31	13,72	0,01309
B10	13,91	0,01682	B32	13,72	0,01511
B11	13,84	0,00252	B33	13,71	0,00252
B12	13,82	0,00252	B34	13,71	0,00151
B13	13,82	0,00302	B35	13,7	0,00151
B14	13,81	0,00151	B36	13,7	0,00101
B15	13,81	0,0005	B37	13,7	0,00101
B16	13,8	0,00151	B38	13,7	0,01007
B17	13,8	0,17262	B39	13,7	0,00101
B18	13,78	0,00151	B40	13,69	0,00151
B19	13,77	0,00151	B41	13,69	0,00151
B20	13,76	0,00857	B42	13,69	0,00151
B21	13,76	0,00252	B43	13,69	0,00101
B22	13,77	0,00101	B44	13,68	0,23141
Suma de los productos=			9929774800		

Division = 1,0196

Datos de Voltaje y Potencia del Alimentador Zapotal Demanda Media Con Central FV					
N° barra	V [kV]	L [MW]	N° barra	V [kV]	L [MW]
B1	14	0,00378	B23	14	0,10777
B2	14	0,00151	B24	14,01	0,00151
B3	14	0,00101	B25	14,01	0,01662
B4	14	0,04432	B26	14,01	0,00151
B5	14	0,00403	B27	14,01	0,00151
B6	14	0,00755	B28	14,02	0,00504
B7	14	0,00403	B29	14,02	0,00252
B8	14	0,00101	B30	14,02	0,01511
B9	14	0,00302	B31	14,03	0,01309
B10	14	0,01682	B32	14,03	0,01511
B11	13,99	0,00252	B33	14,03	0,00252
B12	13,99	0,00252	B34	14,04	0,00151
B13	13,99	0,00302	B35	14,04	0,00151
B14	13,99	0,00151	B36	14,05	0,00101
B15	13,99	0,0005	B37	14,05	0,00101
B16	13,99	0,00151	B38	14,06	0,01007
B17	13,99	0,17262	B39	14,06	0,00101
B18	13,99	0,00151	B40	14,06	0,00151
B19	14	0,00151	B41	14,06	0,00151
B20	14	0,00857	B42	14,06	0,00151
B21	14	0,00252	B43	14,06	0,00101
B22	14	0,00101	B44	14,08	0,23141
Suma de los productos=			10124381200		

$$VP_{wo} = \sum_{i=1}^{44} V_i L_i = 9929774800$$

$$VP_w = \sum_{i=1}^{44} V_i L_i = 10124381200$$

$$VP_{II} = \frac{VP_{w/GD}}{VP_{wo/GD}} = \frac{9929774800}{10124381200} = 1,0196$$

0,49037

CÁLCULOS PARA EL ÍNDICE VPII

Índice VPII a demanda máxima

N° barra	V [kV]	L [MW]	N° barra	V [kV]	L [MW]
B1	13,87	0,00434	B23	13,61	0,12285
B2	13,86	0,00217	B24	13,61	0,00173
B3	13,84	0,00116	B25	13,6	0,01893
B4	13,84	0,05087	B26	13,6	0,00171
B5	13,83	0,00462	B27	13,6	0,00173
B6	13,83	0,00867	B28	13,59	0,00578
B7	13,83	0,00456	B29	13,59	0,00289
B8	13,81	0,00114	B30	13,58	0,01734
B9	13,81	0,00347	B31	13,58	0,01499
B10	13,81	0,01931	B32	13,58	0,01734
B11	13,72	0,00289	B33	13,58	0,00285
B12	13,7	0,00285	B34	13,57	0,00171
B13	13,7	0,00342	B35	13,57	0,00217
B14	13,69	0,00171	B36	13,56	0,00116
B15	13,69	0,00057	B37	13,56	0,00116
B16	13,68	0,00173	B38	13,56	0,01151
B17	13,67	0,19694	B39	13,56	0,00116
B18	13,66	0,00173	B40	13,55	0,00217
B19	13,64	0,00173	B41	13,55	0,00173
B20	13,64	0,0123	B42	13,55	0,00171
B21	13,63	0,00289	B43	13,55	0,00116
B22	13,62	0,00116	B44	13,54	0,26441
Suma de los productos=			11288931600		

N° barra	V [kV]	L [MW]	N° barra	V [kV]	L [MW]
B1	13,89	0,00434	B23	13,72	0,12285
B2	13,88	0,00217	B24	13,71	0,00173
B3	13,87	0,00116	B25	13,71	0,01893
B4	13,86	0,05087	B26	13,71	0,00171
B5	13,86	0,00462	B27	13,71	0,00173
B6	13,86	0,00867	B28	13,71	0,00578
B7	13,86	0,00456	B29	13,71	0,00289
B8	13,85	0,00114	B30	13,7	0,01734
B9	13,84	0,00347	B31	13,7	0,01499
B10	13,84	0,01931	B32	13,7	0,01734
B11	13,78	0,00289	B33	13,7	0,00285
B12	13,77	0,00285	B34	13,7	0,00171
B13	13,77	0,00342	B35	13,7	0,00217
B14	13,76	0,00171	B36	13,7	0,00116
B15	13,76	0,00057	B37	13,7	0,00116
B16	13,75	0,00173	B38	13,7	0,01151
B17	13,75	0,19694	B39	13,7	0,00116
B18	13,74	0,00173	B40	13,7	0,00217
B19	13,73	0,00173	B41	13,7	0,00173
B20	13,73	0,0123	B42	13,7	0,00171
B21	13,72	0,00289	B43	13,7	0,00116
B22	13,72	0,00116	B44	13,69	0,26441
Suma de los productos=			11376573900		

$$VP_{wo} = \sum_{i=1}^{44} V_i L_i = 11288931600$$

$$VP_w = \sum_{i=1}^{44} V_i L_i = 11376573900$$

$$VP_{II} = \frac{VP_{w/GD}}{VP_{wo/GD}} = \frac{11376573900}{11288931600} = 1,0076$$

Division = 1,00776

0,56401
0,50319 0,04583

CÁLCULOS PARA EL ÍNDICE ICV: Caídas de voltaje en todos los nodos de alimentador

Sin Central FV		Sin Central FV					
Voltaje cada Nodo		Caída de Voltaje entre cada Nodo y nodo principal					
B1	13,87	B23	13,61	NP- B1	0,00359	NP- B23	0,02227
B2	13,86	B24	13,61	NP- B2	0,00431	NP- B24	0,02227
B3	13,84	B25	13,6	NP- B3	0,00575	NP- B25	0,02299
B4	13,84	B26	13,6	NP- B4	0,00575	NP- B26	0,02299
B5	13,83	B27	13,6	NP- B5	0,00647	NP- B27	0,02299
B6	13,83	B28	13,59	NP- B6	0,00647	NP- B28	0,02371
B7	13,83	B29	13,59	NP- B7	0,00647	NP- B29	0,02371
B8	13,81	B30	13,58	NP- B8	0,0079	NP- B30	0,02443
B9	13,8	B31	13,58	NP- B9	0,00862	NP- B31	0,02443
B10	13,8	B32	13,58	NP- B10	0,00862	NP- B32	0,02443
B11	13,72	B33	13,58	NP- B11	0,01437	NP- B33	0,02443
B12	13,7	B34	13,57	NP- B12	0,0158	NP- B34	0,02514
B13	13,7	B35	13,57	NP- B13	0,0158	NP- B35	0,02514
B14	13,69	B36	13,56	NP- B14	0,01652	NP- B36	0,02586
B15	13,69	B37	13,56	NP- B15	0,01652	NP- B37	0,02586
B16	13,68	B38	13,56	NP- B16	0,01724	NP- B38	0,02586
B17	13,67	B39	13,56	NP- B17	0,01796	NP- B39	0,02586
B18	13,66	B40	13,55	NP- B18	0,01868	NP- B40	0,02658
B19	13,64	B41	13,55	NP- B19	0,02011	NP- B41	0,02658
B20	13,64	B42	13,55	NP- B20	0,02011	NP- B42	0,02658
B21	13,63	B43	13,55	NP- B21	0,02083	NP- B43	0,02658
B22	13,62	B44	13,54	NP- B22	0,02155	NP- B44	0,0273
Voltaje de la barra o nodo principal [kV] 13,92		Valor maximo de caída de voltaje 0,027298851					

2,729885057 %

Indice: 0,9727

Con Central FV		Con Central FV					
Voltaje cada Nodo		Caída de Voltaje entre cada Nodo y nodo principal					
B1	13,89	B23	13,72	NP- B1	0,00287	NP- B23	0,01508
B2	13,88	B24	13,71	NP- B2	0,00359	NP- B24	0,01579
B3	13,87	B25	13,71	NP- B3	0,00431	NP- B25	0,01579
B4	13,86	B26	13,71	NP- B4	0,00503	NP- B26	0,01579
B5	13,86	B27	13,71	NP- B5	0,00503	NP- B27	0,01579
B6	13,86	B28	13,71	NP- B6	0,00503	NP- B28	0,01579
B7	13,86	B29	13,71	NP- B7	0,00503	NP- B29	0,01579
B8	13,85	B30	13,7	NP- B8	0,00574	NP- B30	0,01651
B9	13,84	B31	13,7	NP- B9	0,00646	NP- B31	0,01651
B10	13,81	B32	13,7	NP- B10	0,00861	NP- B32	0,01651
B11	13,78	B33	13,7	NP- B11	0,01077	NP- B33	0,01651
B12	13,77	B34	13,7	NP- B12	0,01149	NP- B34	0,01651
B13	13,77	B35	13,7	NP- B13	0,01149	NP- B35	0,01651
B14	13,76	B36	13,7	NP- B14	0,0122	NP- B36	0,01651
B15	13,76	B37	13,7	NP- B15	0,0122	NP- B37	0,01651
B16	13,76	B38	13,7	NP- B16	0,0122	NP- B38	0,01651
B17	13,75	B39	13,7	NP- B17	0,01292	NP- B39	0,01651
B18	13,74	B40	13,7	NP- B18	0,01364	NP- B40	0,01651
B19	13,73	B41	13,7	NP- B19	0,01436	NP- B41	0,01651
B20	13,73	B42	13,7	NP- B20	0,01436	NP- B42	0,01651
B21	13,72	B43	13,7	NP- B21	0,01508	NP- B43	0,01651
B22	13,72	B44	13,69	NP- B22	0,01508	NP- B44	0,01723
Voltaje de la barra o nodo principal [kV] 13,93		Valor maximo de caída de voltaje 0,017229002					

1,722900215 %

Indice 0,98277

CÁLCULOS PARA EL ÍNDICE ICR

Corrientes en los diferentes tramos o ramas del alimentador

Sin GD		Con GD		I/ICC	
Rama	Corriente [A]	Rama	Corriente [A]	Sin GD	Con GD
m1	35,43074969	m1	26,18683395	0,708614994	0,523736679
m2	35,24713687	m2	25,15644206	0,704942737	0,503128841
m3	34,71755988	m3	25,07622815	0,694351198	0,501524563
m4	34,6670459	m4	24,68961798	0,693340918	0,49379236
m5	32,54356463	m5	22,22696106	0,650871293	0,444539221
m6	32,36564614	m6	21,98377768	0,647312923	0,439675554
m7	32,03154914	m7	21,59468427	0,640630983	0,431893685
m8	31,80489418	m8	21,101381	0,636097884	0,42202762
m9	31,84580523	m9	21,06851502	0,636916105	0,4213703
m10	31,72421379	m10	20,89119239	0,634484276	0,417823848
m11	31,29931052	m11	19,85841434	0,62598621	0,397168287
m12	31,76722674	m12	19,19373096	0,635344535	0,383874619
m13	32,04610542	m13	18,97350332	0,640922108	0,379470066
m14	31,96943412	m14	18,83364948	0,639388682	0,37667299
m15	32,00756634	m15	18,75403308	0,640151327	0,375080662
m16	31,96317304	m16	18,61782663	0,639263461	0,372356533
m17	32,39385505	m17	18,52496964	0,647877101	0,370499393
m18	23,49032634	m18	9,341591583	0,469806527	0,186831832
m19	23,69350412	m19	9,255832092	0,473870082	0,185116642
m20	23,94074802	m20	9,169947677	0,47881496	0,183398954
m21	23,55245346	m21	8,614193273	0,471049069	0,172283865
m22	23,65549652	m22	8,481431971	0,47310993	0,169628639
m23	23,74372665	m23	8,435085348	0,474874533	0,168701707
m24	18,10234604	m24	2,734450745	0,362046921	0,054689015
m25	18,10321803	m25	2,656075672	0,362064361	0,053121513
m26	17,19862508	m26	1,770717115	0,343972502	0,035414342
m27	17,1962694	m27	1,724119296	0,343925388	0,034482386
m28	17,19561669	m28	1,630923658	0,343912334	0,032618473
m29	17,01266174	m29	1,357836884	0,340253235	0,027156738
m30	16,96485257	m30	1,217371	0,339297051	0,02434742
m31	16,13590234	m31	0,423786098	0,322718047	0,008475722
m32	15,39345284	m32	0,282524066	0,307869057	0,005650481
m33	14,55201008	m33	1,135814385	0,291040202	0,022716288
m34	14,58026991	m34	1,230465584	0,291605398	0,024609312
m35	14,58239675	m35	1,331989655	0,291647935	0,026639793
m36	14,57513616	m36	1,434716568	0,291502723	0,028694331
m37	14,57999172	m37	1,490611686	0,291599834	0,029812234
m38	14,62699095	m38	1,586780182	0,292539819	0,031735604
m39	14,06045257	m39	2,115706909	0,281209051	0,042314138
m40	14,05379871	m40	2,175854506	0,281075974	0,04351709
m41	13,9603759	m41	2,272559151	0,279207518	0,045451183
m42	13,85658129	m42	2,369263796	0,277131626	0,047385276
m43	13,90204484	m43	2,480042927	0,278040897	0,049600859
m44	13,79751819	m44	2,545300112	0,275950364	0,050906002
		m45	15,69325527		0,313865105

Max	Max
0,708614994	0,523736679

Indice	Indice
0,291385006	0,476263321

CÁLCULOS PARA EL ÍNDICE ISC3 e ISC1

Cortocircuito trifásico

Nodos	ISC3 sin GD		ISC3 con GD		ISC3 con GD/ISC3 sin GD	
	Ikss [kA]	Ip [kA]	Ikss [kA]	Ip [kA]	Ikss [kA]	Ip [kA]
B0	2,15	5,725	2,303	6,059	1,0712	1,0583
B1	1,707	3,731	1,856	4,049	1,0873	1,0852
B2	1,659	3,562	1,817	3,88	1,0952	1,0893
B3	1,543	3,184	1,703	3,504	1,1037	1,1005
B4	1,526	3,129	1,685	3,45	1,1042	1,1026
B5	1,495	3,036	1,655	3,357	1,1070	1,1057
B6	1,487	3,013	1,647	3,334	1,1076	1,1065
B7	1,4	2,8	1,28	3,15	0,9143	1,1250
B8	1,371	2,681	1,531	3,004	1,1167	1,1205
B9	1,347	2,618	1,508	2,942	1,1195	1,1238
B10	1,158	2,41	1,32	2,471	1,1399	1,0253
B11	1,019	1,821	1,181	2,16	1,1590	1,1862
B12	0,963	1,701	1,126	2,043	1,1693	1,2011
B13	0,954	1,681	1,117	2,025	1,1709	1,2046
B14	0,939	1,648	1,102	1,993	1,1736	1,2093
B15	0,929	1,629	1,093	1,975	1,1765	1,2124
B16	0,915	1,6	1,079	1,946	1,1792	1,2163
B17	0,892	1,552	1,056	1,901	1,1839	1,2249
B18	0,848	1,463	1,013	1,816	1,1946	1,2413
B19	0,8	1,367	0,965	1,725	1,2063	1,2619
B20	0,782	1,331	0,947	1,692	1,2110	1,2712
B21	0,758	1,284	0,924	1,648	1,2190	1,2835
B22	0,739	1,249	0,905	1,615	1,2246	1,2930
B23	0,723	1,217	0,889	1,586	1,2296	1,3032
B24	0,708	1,189	0,875	1,56	1,2359	1,3120
B25	0,699	1,172	0,866	1,544	1,2389	1,3174
B26	0,691	1,158	0,859	1,532	1,2431	1,3230
B27	0,679	1,134	0,846	1,51	1,2459	1,3316
B28	0,663	1,105	0,831	1,484	1,2534	1,3430
B29	0,655	1,09	0,823	1,471	1,2565	1,3495
B30	0,645	1,071	0,813	1,454	1,2605	1,3576
B31	0,644	1,07	0,813	1,453	1,2624	1,3579
B32	0,644	1,07	0,812	1,453	1,2609	1,3579
B33	0,619	1,024	0,788	1,412	1,2730	1,3789
B34	0,613	1,012	0,782	1,402	1,2757	1,3854
B35	0,593	0,977	0,763	1,372	1,2867	1,4043
B36	0,578	0,95	0,749	1,349	1,2958	1,4200
B37	0,574	0,942	0,745	1,343	1,2979	1,4257
B38	0,568	0,932	0,74	1,334	1,3028	1,4313
B39	0,564	0,924	0,735	1,328	1,3032	1,4372
B40	0,556	0,911	0,728	1,317	1,3094	1,4457
B41	0,554	0,907	0,726	1,314	1,3105	1,4487
B42	0,551	0,901	0,723	1,309	1,3122	1,4528
B43	0,541	0,884	0,714	1,295	1,3198	1,4649
B44	0,53	0,865	0,703	1,28	1,3264	1,4798

Max Ikss	Max Ip	Max Ikss	Max Ip	Max	Max
1,7070	3,7310	1,8560	4,0490	1,3264	1,4798

Max Ikss con GD/Max Ikss sin GD:	1,0873
----------------------------------	--------

Índice con Ikss	Índice con Ip
-----------------	---------------

Max Ip con GD/Max Ip sin GD:	1,0852	-	-
		0,219930262	0,363550838

Cortocircuito monofásico

Nodos	ISC1 sin GD		ISC1 con GD		ISC1 con GD/ISC1 sin GD	
	Ikss [kA]	Ip [kA]	Ikss [kA]	Ip [kA]	Ikss [kA]	Ip [kA]
B0	3,251	8,697	3,48	9,157	1,0704	1,0529
B1	1,818	3,974	1,933	4,196	1,0633	1,0559
B2	1,715	3,682	1,823	3,893	1,0630	1,0573
B3	1,492	3,079	1,587	3,266	1,0637	1,0607
B4	1,461	2,997	1,554	3,182	1,0637	1,0617
B5	1,409	2,861	1,499	3,04	1,0639	1,0626
B6	1,396	2,828	1,485	3,006	1,0638	1,0629
B7	1,3	2,5	1,4	2,75	1,0769	1,1000
B8	1,214	2,374	1,293	2,537	1,0651	1,0687
B9	1,18	2,293	1,258	2,453	1,0661	1,0698
B10	0,934	1,726	0,999	1,87	1,0696	1,0834
B11	0,779	1,391	0,836	1,528	1,0732	1,0985
B12	0,721	1,274	0,776	1,408	1,0763	1,1052
B13	0,712	1,255	0,766	1,389	1,0758	1,1068
B14	0,697	1,224	0,75	1,357	1,0760	1,1087
B15	0,688	1,206	0,741	1,339	1,0770	1,1103
B16	0,674	1,178	0,727	1,311	1,0786	1,1129
B17	0,652	1,134	0,703	1,266	1,0782	1,1164
B18	0,611	1,054	0,661	1,184	1,0818	1,1233
B19	0,568	0,97	0,615	1,099	1,0827	1,1330
B20	0,551	0,939	0,598	1,068	1,0853	1,1374
B21	0,53	0,899	0,576	1,028	1,0868	1,1435
B22	0,514	0,869	0,56	0,998	1,0895	1,1484
B23	0,501	0,843	0,545	0,972	1,0878	1,1530
B24	0,488	0,819	0,532	0,949	1,0902	1,1587
B25	0,48	0,806	0,524	0,935	1,0917	1,1600
B26	0,474	0,795	0,518	0,924	1,0928	1,1623
B27	0,464	0,775	0,507	0,905	1,0927	1,1677
B28	0,451	0,752	0,494	0,881	1,0953	1,1715
B29	0,445	0,74	0,487	0,87	1,0944	1,1757
B30	0,436	0,725	0,478	0,855	1,0963	1,1793
B31	0,436	0,724	0,478	0,854	1,0963	1,1796
B32	0,436	0,724	0,478	0,854	1,0963	1,1796
B33	0,416	0,688	0,457	0,819	1,0986	1,1904
B34	0,411	0,679	0,452	0,81	1,0998	1,1929
B35	0,396	0,652	0,436	0,784	1,1010	1,2025
B36	0,384	0,631	0,424	0,763	1,1042	1,2092
B37	0,381	0,625	0,42	0,758	1,1024	1,2128
B38	0,376	0,618	0,416	0,751	1,1064	1,2152
B39	0,373	0,612	0,412	0,745	1,1046	1,2173
B40	0,367	0,602	0,406	0,735	1,1063	1,2209
B41	0,366	0,599	0,405	0,732	1,1066	1,2220
B42	0,363	0,594	0,402	0,728	1,1074	1,2256
B43	0,356	0,582	0,395	0,716	1,1096	1,2302
B44	0,348	0,567	0,386	0,703	1,1092	1,2399

Max Ikss	Max Ip	Max Ikss	Max Ip	Max	Max
1,8180	3,9740	1,9330	4,1960	1,1096	1,2399

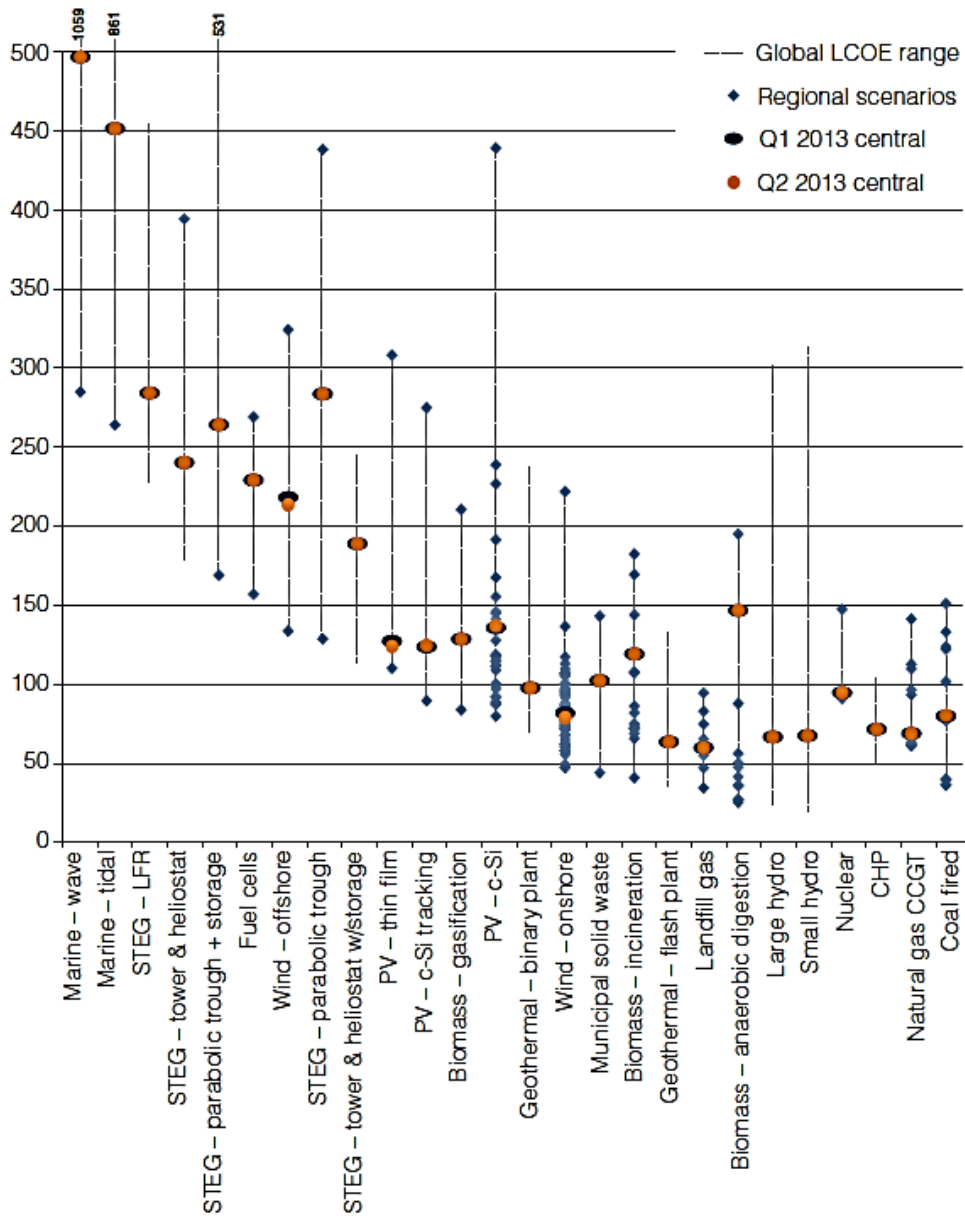
Max Ikss con GD/Max Ikss sin GD:	1,0633
Max Ip con GD/Max Ip sin GD:	1,0559

Índice con Ikss	Índice con Ip
-	-
0,043540052	0,174261033

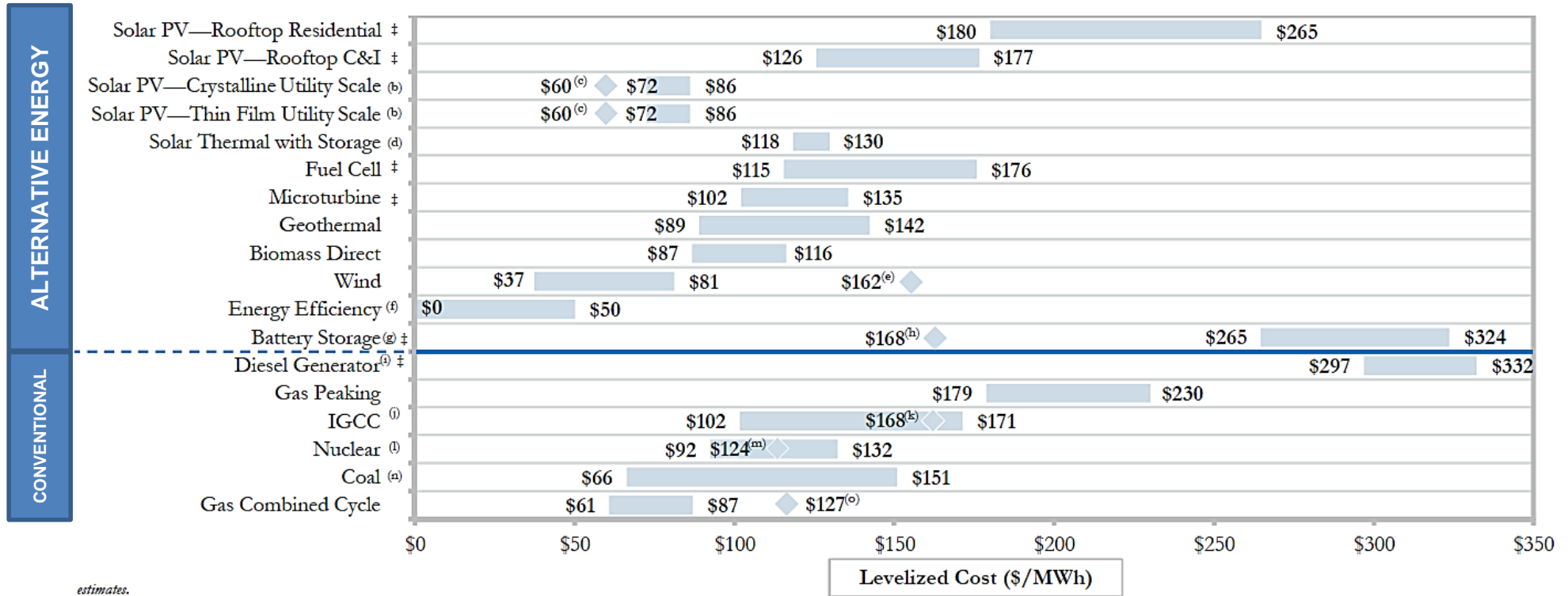
ANEXO 5.3

LCOE de varias tecnologías de generación

Global levelised cost of energy in Q2 2013 (USD/MWh) [69]

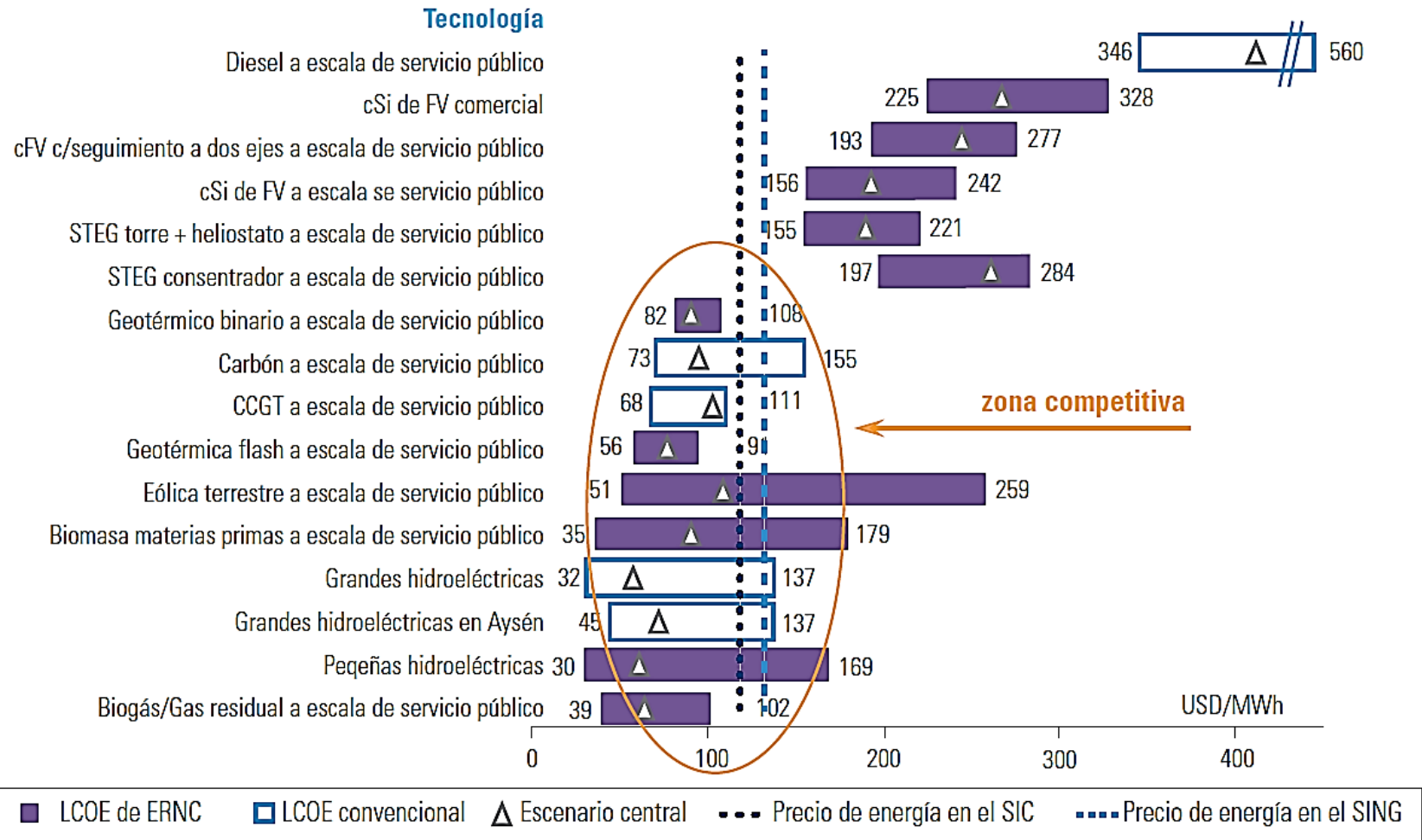


Unsubsidized Levelized Cost of Energy Comparison [70]



estimates.

Costo nivelado de energía en Chile, LCOE 2011 [71]



Nota: "Grandes hidroeléctricas" excluye proyectos en Aysén; "Pequeñas hidroeléctricas" son plantas que producen menos de 20MW. Todos los precios se expresan en dólares estadounidenses, del año 2010. "Zona competitiva" agregada por NRDC

Costo Anualizado LCOE, 2011 (US\$/MWh) [61]