



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

INSERCIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA RENOVABLE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

RICARDO ALBERTO MOHR RIOSECO

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, Agosto, 2007

© 2007, Ricardo Alberto Mohr Rioseco



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

INSERCIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA RENOVABLE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

RICARDO ALBERTO MOHR RIOSECO

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK

DAVID WATTS

RODRIGO PALMA

GONZALO CORTÁZAR

Para completar las exigencias del grado de
Magíster Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Agosto, 2007

A mis Padres, a Consuelo y a Isidora
que me apoyaron en todo momento.

A Efe por su paciencia, comprensión
y apoyo.

AGRADECIMIENTOS

Primero quiero agradecer a mi profesor guía, Hugh Rudnick Van De Wyngard, por todos sus consejos y apoyo. Me gustaría agradecer también al profesor Rodrigo Palma, por todos los comentarios realizados.

Un especial agradecimiento quiero dedicarles a Rodrigo Moreno y a Jorge Moreno por sus valiosos aportes durante el desarrollo de este trabajo. También agradezco a mis compañeros de trabajo en SysteP, Alejandro Navarro, Carlos Barria, Francisco Cubillos, Oscar Alamos por todo el apoyo brindado.

A mis padres y abuelos, a Consuelo, a Isidora y en especial a Fernanda por todo el apoyo incondicional que me dieron durante todo el proceso de realización de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
RESUMEN.....	x
ABSTRACT	xi
I. INTRODUCCIÓN.....	1
I.1. Objetivos.....	1
I.2. Alcances	2
I.3. Estructura de este trabajo.....	2
II. GENERACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES.....	4
II.1. Definición.....	4
II.2. Características del recurso energético primario.....	4
II.2.1. Energía eólica.....	5
II.2.1. Energía de pequeñas centrales hidráulicas	6
II.2.2. Energía proveniente de la biomasa.....	7
II.2.3. Energía Geotérmica.....	8
II.2.4. Energía solar.....	9
II.2.5. Energía Mareomotriz	10
III. EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN LA CONEXIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA RENOVABLE	12
III.1. Caso Alemania.....	13
III.1.1. Antecedentes generales	15
III.1.2. Forma de cálculo de tarifas	15
III.1.3. Consideraciones especiales para el establecimiento de tarifas.....	16
III.1.4. Incentivos adicionales	18
III.1.5. Forma de conexión/expansión de las redes.....	18

III.1.6.	Otras consideraciones.....	19
III.2.	Caso España.....	19
III.2.1.	Antecedentes generales	20
III.2.2.	Forma de cálculo de tarifas	21
III.2.3.	Consideraciones especiales para el establecimiento de tarifas.....	23
III.2.4.	Incentivos adicionales	23
III.2.5.	Forma de conexión/expansión de las redes.....	23
III.2.6.	Otras consideraciones.....	25
III.3.	Caso Australia	25
III.3.1.	Antecedentes generales	25
III.3.2.	Forma de cálculo de tarifas	26
III.3.3.	Consideraciones especiales para el establecimiento de tarifas.....	27
III.3.4.	Incentivos adicionales	27
III.3.5.	Forma de conexión/expansión de las redes.....	28
III.3.6.	Otras consideraciones.....	28
III.4.	Caso Gran Bretaña.....	28
III.4.1.	Antecedentes generales	29
III.4.2.	Forma de cálculo de tarifas	29
III.4.3.	Consideraciones especiales para el establecimiento de tarifas.....	31
III.4.4.	Incentivos adicionales	32
III.4.5.	Forma de conexión/expansión de las redes.....	32
III.4.6.	Otras consideraciones.....	34
III.5.	Resumen comparativo de casos internacionales.....	34
IV.	EL GENERADOR DE ENERGÍA RENOVABLE EN CHILE.....	39
IV.1.	Ley 19.940 o Ley Corta I	39
IV.2.	Ley 20.018 o Ley Corta II	41
IV.3.	Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación.....	41
IV.4.	Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión	45
IV.5.	Proyecto de ley para la obligación de generación con fuentes de energías renovables no convencionales.....	46
V.	EL GENERADOR DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA EMPRESA DISTRIBUIDORA	48

V.1.	Beneficios para la empresa distribuidora.....	48
V.2.	Dificultades para la empresa distribuidora en la conexión de un generador de energías renovables.....	50
V.3.	Efectos de un generador distribuido en la regulación de voltaje y en las protecciones de un alimentador.....	51
V.4.	Cálculo de la tarifa de empresas distribuidoras con generadores de energías renovables instalados en el sistema de distribución.....	56
VI.	ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN DE UN GENERADOR DE ENERGÍA RENOVABLE A UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA	60
VI.1.	Costos para el generador	60
VI.1.1.	Costos de inversión	60
VI.1.2.	Costos de Operación y Mantenimiento (COyM)	62
VI.2.	Ingresos para el generador.....	64
VI.2.1.	Ingresos por venta de energía y potencia	64
VI.2.2.	Ingresos por MDL	67
VI.2.3.	Obligación de generación con energías renovables no convencionales	68
VII.	METODOLOGÍA DE CONEXIÓN DE UN GENERADOR DE ENERGÍA RENOVABLE A UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA	70
VII.1.	Supuestos básicos a considerar.....	70
VII.2.	Secuencia lógica de la metodología propuesta.....	71
VII.3.	Metodología de selección de conductores óptimos para un alimentador	75
VII.4.	Uso de conductores recubiertos.....	84
VII.5.	Estimación y corrección del nivel de tensión del alimentador	85
VII.5.1.	Estimación del nivel de voltaje a lo largo de un alimentador ..	86
VII.5.2.	Modificación del TAP del transformador	87
VII.5.3.	Instalación de condensadores en paralelo	89
VII.5.4.	Instalación de reguladores de voltaje	90
VII.5.5.	Aumento de sección de conductores	90
VII.6.	Instalación de más de un generador en el alimentador y crecimiento de la demanda por sobre el nivel estudiado.....	91
VIII.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	93

VIII.1. Estado del alimentador antes de la instalación del generador	93
VIII.2. Situación del alimentador incluyendo generador de distintas potencias	98
VIII.3. Evaluación de la realización de un proyecto eléctrico incorporando los costos de conexión a la red	101
VIII.4. Conclusiones sobre la instalación del generador	105
IX. RECOMENDACIONES REGULATORIAS	107
X. CONCLUSIONES GENERALES.....	111
X.1. Desarrollos futuros	114
BIBLIOGRAFÍA.....	115
Publicaciones realizadas	119
A N E X O S.....	120
ANEXO A: CONSUMOS MÁXIMOS POR BARRA.....	121
ANEXO B: CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES EVALUADOS	124
ANEXO C: DESARROLLO DE LA FÓRMULA DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	127
ANEXO D: DESARROLLO DE LA FÓRMULA DE ALZA DE VOLTAJE PRODUCIDO POR LA INSTALACIÓN DE UN CONDENSADOR.....	128
ANEXO E: COSTO DE CONDENSADORES PARA RECTIFICAR EL FACTOR DE POTENCIA	129
ANEXO F: CONDUCTORES OPTIMOS SEGÚN LA POTENCIA DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN EN EL ALIMENTADOR.....	130
ANEXO G: COSTO AMPLIACIÓN DE TRANSFORMADOR E INSTALACIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE.....	131
ANEXO H: CAÍDAS DE VOLTAJE PARA DIFERENTES POTENCIAS DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN	132
ANEXO I: VAN Y TIR DEL PROYECTO.....	133

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla II-1: Costo de instalación y operación	4
Tabla II-2: Capacidad calórica de la Biomasa	8
Tabla II-3: Recursos Geotérmicos en Chile	9
Tabla II-4: Radiación solar en Chile	10
Tabla III-1: Economías de aprendizaje	17
Tabla III-2: Potencia instalada de revisión de tarifas	22
Tabla III-3: Incremento anual de generación con energía renovable.....	26
Tabla III-4: Precio pagado a energías renovables	37
Tabla III-5: Resumen de metodologías	38
Tabla IV-1: Comparación de reglamentaciones de diferentes países	44
Tabla VII-1: Estados posibles de generación y consumos	78
Tabla VIII-1: Conductores originales de la red de distribución.....	93
Tabla VIII-2: Supuestos de la evaluación de la red	95
Tabla VIII-3: Valor presente de costo de red actual optimizada.....	97
Tabla VIII-4: Precio de transformadores	99
Tabla VIII-5: Costo de ampliación de red.....	101
Tabla VIII-6: Supuestos para la evaluación del proyecto	102
Tabla VIII-7: Esquema de la evaluación.....	102
Tabla VIII-8: Datos de la inversión.....	103
Tabla VIII-9: Implicancia de la ampliación en el costo del proyecto	106
Tabla E-1: Costo de condensadores	129
Tabla F-1: Conductores óptimos	130
Tabla G-1: Costo transformador y regulador de tensión.....	131
Tabla H-1: Diferencia de tensión en el alimentador	132
Tabla I-1: VAN y TIR del proyecto	133

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura II-1: Velocidad del viento en estación de medición Lengua de Vaca	6
Figura III-1: Esquema de tarifas en Europa	12
Figura III-2: Crecimiento de las energías renovables en Alemania	14
Figura III-3: Fuente de energía renovable durante el año 2006	14
Figura III-4: Participación de energías renovables en España	20
Figura III-5: Participación de energías renovables en la Matriz energética Inglesa	31
Figura III-6: Participación de energías renovables	32
Figura III-7: Precios de Energías renovables	35
Figura V-1: Falla protecciones, caso 1	53
Figura V-2: Falla protecciones, caso 2	54
Figura V-3: Falla protecciones, caso 3	55
Figura V-4: Cálculo de VNR	58
Figura VI-1: Norma técnica para referir inyecciones	1
Figura VII-1: Diagrama de decisión para metodología propuesta	73
Figura VII-2: Modelo del alimentador	76
Figura VII-3: Flujos en el alimentador	76
Figura VII-4: Caída de voltaje en la línea	1
Figura VII-5: Curvas de duración	79
Figura VIII-1: Conexión de generador	1
Figura VIII-2: VAN y TIR del proyecto	104
Figura VIII-3: Costo de desarrollo del proyecto	105
Figura C-1: Modelo de caída de voltaje	1

RESUMEN

La inserción de generación mediante energías renovables en redes de empresas distribuidoras presenta desafíos técnicos y regulatorios de creciente vigencia a nivel mundial, en un momento en que los gobiernos buscan promoverlas como alternativas de bajo impacto ambiental. Este es también el caso de Chile, en particular cuando mini generadores hidráulicos intentan conectarse en redes rurales alejadas de los grandes consumos urbanos, enfrentando la renuencia de las empresas distribuidoras locales. No siendo económicamente viable instalar grandes tramos de líneas para evacuar su energía hasta las redes de transporte, estos generadores deben conectarse en media tensión al sistema de distribución de una empresa concesionaria.

Este trabajo contribuye con un análisis global de esta problemática y con propuestas metodológicas y regulatorias para resolver el problema específico de inserción de energías renovables en alimentadores radiales de distribución. Las empresas concesionarias de distribución tienen sus redes concebidas para recibir energía desde el sistema de transmisión y entregarla a los consumidores en el sistema de distribución. La instalación de un generador en las redes de una distribuidora produce un cambio en la forma de utilización de estas redes. A menudo se requieren ampliaciones de la red y cambios de protecciones. El trabajo presenta una metodología de cálculo para las ampliaciones de redes requeridas por la instalación de generación distribuida en ella. La metodología es acotada y sencilla, de tal forma que su aplicación no es de mayor complejidad, relevante en su utilización por pequeños inversionistas en el país. Por otro lado, se propone una forma de incorporar la generación distribuida en los cálculos del proceso de tarificación de las empresas distribuidoras.

Las propuestas se ilustran mediante la implementación de la metodología en la conexión de un generador de energía renovable mini-hidráulico, instalado en el sur de Chile.

ABSTRACT

The insertion of renewable energies in networks of distribution companies, presents increasing technical and regulatory challenges at world-wide level, when the governments look for promoting them like alternatives of low environmental impact. This is also the case of Chile, for example when mini hydraulic generators try to connect themselves to remote rural networks, facing the opposition of the local distributing companies. Not being economically viable to install long lines to evacuate their energy to the transport network, these generators must be connected to the distribution system of a concessionary company. This work contributes with a global analysis of this problematic and with methodological and regulatory proposals to solve the specific problem of insertion of renewable energies in a radial distribution feeder. The distribution companies have conceived their networks to receive energy from the transmission system and to send it to the consumers in the distribution system. The installation of a generator in the network of a distribution company produces a change in the way of use of this network. Often, extensions of the network and changes of protections are required. This research presents a methodology to calculate networks extensions, required by the installation of distributed generation. The methodology is bounded and simple in such way that its application is not of greater complexity, which is important in its use by small investors in the country. On the other hand, a method is proposed to incorporate the distributed generation in the calculations of distribution company's costs.

The proposal is demonstrated by implementing the methodology in the connection of a mini hydraulic renewable generator, installed in the south of Chile.

I. INTRODUCCIÓN

La preocupación por el calentamiento global y el medio ambiente ha tomado gran relevancia a nivel mundial. Esto ha desencadenado un aumento en los esfuerzos para reemplazar las tecnologías generadoras eléctricas tradicionales por nuevas tecnologías, menos contaminantes. Bajo el alero de este concepto nace el apoyo a las energías renovables, que han incrementado su aporte a las matrices energéticas mundiales notablemente. Países como Alemania y España ya cuentan con una gran participación de energías renovables en su matriz energética, siendo la energía eólica la más utilizada.

Chile se ha unido recientemente en este apoyo a las energías renovables, formulando leyes que favorecen a este tipo de energías. A pesar del esfuerzo gubernamental, la generación de energía eléctrica utilizando energías renovables no se ha visto incrementada significativamente. En particular cuando estas energías renovables se insertan en redes de distribución, la negociación entre la empresa distribuidora y el generador para la conexión de éste, complica de sobremanera su instalación.

I.1. Objetivos

Este trabajo pretende contribuir con un análisis y propuesta al problema de inserción de energías renovables en alimentadores radiales, proponiendo soluciones metodológicas y regulatorias para facilitar la conexión de este tipo de generadores a las redes de distribución.

Los objetivos puntuales que busca desarrollar esta tesis se describen a continuación:

- Desarrollar una metodología precisa y sencilla para calcular el costo de expansión de un alimentador radial, para lograr insertar un generador de energía renovable a las redes de distribución de una empresa distribuidora.
- Aplicar la metodología desarrollada a un caso real.
- Estudiar la experiencia internacional en la conexión de generadores de energías renovables a las empresas distribuidoras.
- Describir los avances legislativos observados en los últimos años en Chile.

- Entregar un análisis de los costos para la empresa distribuidora, producidos por la conexión de un generador de energía renovable.

I.2. Alcances

La metodología que se pretende encontrar para calcular los costos de ampliación de un alimentador radial se desarrollará sólo para el sistema de distribución de la empresa concesionaria, asumiendo que en el sistema de subtransmisión sólo se producen ahorros para la empresa distribuidora, por lo que no se necesitaría calcular los costos adicionales que produce la instalación de un generador de energía renovable.

Además para la instalación de condensadores y reguladores de tensión, sólo se aplicarán reglas generales para su ubicación.

I.3. Estructura de este trabajo

La tesis consta de 10 capítulos. A continuación se muestra un breve resumen de cada uno de ellos.

El Capítulo II presenta una definición y descripción de las energías renovables.

El Capítulo III muestra los modelos de incentivos económicos para energías renovables utilizados en diversos lugares del mundo. Además se presenta un análisis de las experiencias en energías renovables en Alemania, España, Australia y Gran Bretaña.

El Capítulo IV presenta una recopilación de los avances legislativos vistos en Chile respecto de las energías renovables.

En el Capítulo V se realiza un análisis de las dificultades que presenta la empresa distribuidora para que se incorpore un generador de energía renovable en sus redes.

El Capítulo VI muestra un análisis de los costos e ingresos que se pueden enfrentar al realizar un proyecto de energías renovables.

En el Capítulo VII se describe la metodología propuesta para ampliar la red de una empresa distribuidora al conectar un generador de energía renovable a ella.

El Capítulo VIII exhibe la aplicación de la metodología propuesta en el Capítulo VII a la conexión de un pequeño generador hidráulico a un alimentador radial rural.

En el Capítulo IX se hacen recomendaciones regulatorias para incentivar la instalación de generación mediante energías renovable.

Por último, se indican las conclusiones y algunos desarrollos futuros que se pueden realizar en esta misma línea.

II. GENERACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES

II.1. Definición

En la literatura existen variadas definiciones de energía renovable, sin embargo una de las más precisas corresponde a la desarrollada por la Asociación de Industrias de Energía Renovable de Texas (TREIA). Esta definición expresa lo siguiente:

“Energía renovable corresponde a cualquier energía que es regenerada en un corto periodo de tiempo y obtenida directamente del Sol (como Termal, Fotoquímica o Fotoeléctrica), indirectamente del Sol (como el viento, hidroeléctrica, energía fotosintética obtenida de la biomasa) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (Como geotérmica o de mareas). Las energías renovables no incluyen las derivadas de combustibles fósiles, de desechos de combustibles fósiles o de desechos de origen inorgánico.”

II.2. Características del recurso energético primario

En la Tabla II-1 se puede ver una muestra de los costos de instalación y operación de las distintas tecnologías de generación eléctrica¹ [IEA, 2003]. Se puede apreciar que los costos operacionales de las energías renovables, son levemente superiores a los costos de operación de las energías tradicionales.

Tabla II-1: Costo de instalación y operación

Fuente de energía	Costo de instalación [US\$/kW]		Costo de desarrollo [US\$/MWh]	
	Min	Max	Min	Max
Combustibles Fósiles				
Diesel	400	600	90	200
Gas	400	800	40	63
Carbón	1.000	1.500	35	60
Nuclear	1.200	2.500	30	57
Energías renovables				
Pequeño hidráulico	1.000	5.000	20	150
Biomasa	500	4.000	20	150
Eólico	850	1.700	30	120
Geotermal	1.200	5.000	20	120
Fotovoltaico (Solar)	4.500	7.000	180	800
Acumulador de calor (Solar)	3.000	6.000	100	250

A continuación, se describen las características básicas de los siguientes tipos de energía renovables: eólica, mini hidráulica, biomasa, geotérmica, solar y mareomotriz.

II.2.1. Energía eólica

La energía eólica corresponde a la energía que es obtenida del viento, mediante el aprovechamiento de su energía cinética. El viento se produce por el desplazamiento del aire entre zonas de alta presión y zonas de baja presión atmosférica. Estas diferencias de presión a su vez son producidas por el aumento o disminución de la temperatura en distintas zonas terrestres, por lo que es correcto decir que la energía eólica, junto con otras energías renovables, proviene inicialmente del sol.

Una de las características principales de la energía eólica, debido a su recurso energético primario, el viento, es su gran variabilidad a lo largo del día y en las diferentes zonas geográficas. Por esta razón es de gran importancia contar con estudios certeros respecto de la velocidad del viento en los posibles lugares de instalación. Estadísticamente se da que las mayores cantidades de viento se pueden encontrar en las zonas costeras, por lo que en Chile los generadores eólicos más eficientes se instalarían en islas o sectores litorales [Moreno, et al., 2006].

En Chile, el interés por la instalación de proyectos de energía eólica es bastante reciente. Actualmente existen sólo 2MW de energía eólica instalados en la región de Aysén, pertenecientes a la Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Endesa tiene en proceso de construcción del proyecto Canela de 18 MW). Esta es una de las razones de porque no existen estudios detallados respecto del comportamiento del viento en el país. El departamento de Geofísica de la Universidad de Chile [DGF, 2007] cuenta con estudios realizados en el año 1993 de mediciones de velocidad de viento en el

¹ Según un estudio realizado por la International Energy Agency, IEA. Para más información, ver referencia en bibliografía.

país. De él se puede desprender la gran variabilidad de este recurso a lo largo de Chile, destacando las mayores velocidades del viento en la zona costera del país.

En la Figura II-1 se puede ver la variabilidad estacional de las mediciones de viento, en la estación Lengua de Vaca ubicada en la IV Región de Coquimbo. La velocidad del viento disminuye notablemente durante los meses de invierno.

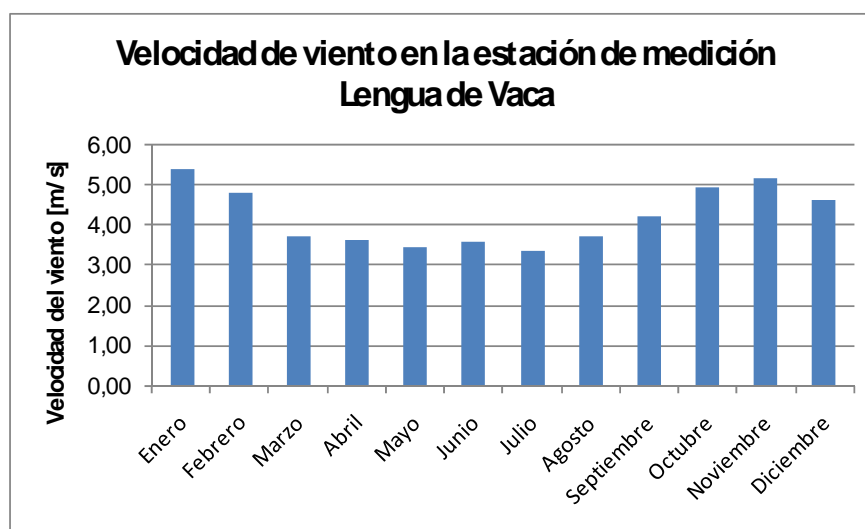


Figura II-1: Velocidad del viento en estación de medición Lengua de Vaca

II.2.1. Energía de pequeñas centrales hidráulicas

Esta energía proviene de la energía mecánica (potencial y/o cinética) del agua. Por esta razón, este tipo de centrales se emplazarían mayoritariamente en la zona cordillerana y precordillerana de Chile, ya que en esos lugares es dónde se puede encontrar el mayor diferencial de energía potencial en los cauces de ríos.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas según la definición de la UNIDO (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial) se pueden clasificar de la siguiente forma:

Micro centrales hidroeléctricas: Corresponden a las centrales que tienen una potencia de generación inferior a 100 kW.

Mini centrales hidroeléctricas: Corresponden a las centrales que tienen una potencia de generación inferior a 1.000 kW.

Pequeñas centrales hidroeléctricas: Corresponden a las centrales que tienen una potencia de generación inferior a 10.000 kW.

La energía proveniente de pequeñas centrales hidroeléctricas, es la que presenta el mayor desarrollo tecnológico a nivel de las energías renovables. Esto se debe principalmente a que este tipo de energía se ha aprovechado desde hace muchos años. Por esta razón y dadas las cualidades de su insumo principal, es que presenta costos menores tanto en su instalación, como en su costo de mantención.

Según las estimaciones de la Asociación Chilena de Energías Renovables Alternativas (www.acera.cl), el potencial para la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Chile es mayor a los 15.000MW.

La capacidad de generación de una central depende fuertemente del caudal o cantidad de agua y de caída o desnivel. La siguiente ecuación representa una buena aproximación de la potencia de generación de una central hidráulica:

$$P = 7,8 \cdot Q \cdot h \text{ [kW]} \quad (2.1)$$

Siendo Q el caudal expresado en $\frac{\text{Metros}^3}{\text{Segundos}}$, h el desnivel, expresado en Metros y P la potencia generada, medida en kW.

II.2.2. Energía proveniente de la biomasa

La biomasa corresponde a los recursos biológicos, tanto animales como vegetales disponibles para generación como la madera, residuos agrícolas y estiércol. La ventaja que tiene este tipo de combustible con respecto a los demás, es que es el único combustible que contiene carbono biogénico, es decir su combustión no produce emisiones de dióxido de carbono, siendo de esta manera beneficioso para el medio ambiente.

Existe un gran número de tipos de biomasa, con distintas capacidades calóricas cada uno. En la Tabla II-2 se puede apreciar una comparación entre la energía entregada

por la biomasa y la energía que se obtiene de los combustibles fósiles. Cómo se puede ver las energías provenientes de la Biomasa, son menos eficientes que las energías provenientes de los combustibles fósiles, pero tienen la gran ventaja de no generar gases que incrementan el efecto invernadero.

Actualmente en Chile existen alrededor de 530MW de potencia instalada de generadores que funcionan con Biomasa. Según la empresa Energía Verde, perteneciente a AES GENER, el potencial de Chile para la instalación de centrales generadoras que funcionen con Biomasa, supera los 2.000MW. Esto es sólo considerando el uso de los residuos forestales y el manejo del bosque nativo disponible.

Tabla II-2: Capacidad calórica de la Biomasa

Combustible	Densidad de energía por unidad de masa [GJ/tonelada]	Densidad de energía por unidad de masa [GJ/tonelada]	Densidad [kg/m ³]	Densidad de energía por unidad de volumen [MJ/m ³]	Densidad de energía por unidad de volumen [kWh/m ³]
Astillas	7 - 15	2 - 4	175 - 350	2.000 - 3.600	600 - 1.000
Madera secada al viento	15	4,2	300 - 550	4.500 - 8.300	1.300 - 2.300
Madera secada en horno	18 - 21	5 - 5,8	450 - 800	8.100 - 16.800	2.300 - 4.600
E-grass o "Pasto Elefante"	17	4,7	120 - 160	2.000 - 2.700	560 - 750
Carbón	20 - 30	5,6 - 8,3	800 - 1.100	16.000 - 33.000	4.500 - 9.100
Petroleo	42	11,7	870	36.500	10.200
Gas Natural	54	15	0,7	39	10,8

II.2.3. Energía Geotérmica

La energía geotérmica es aquella energía que se extrae del calor interno de la tierra. Esta puede ser extraída en forma de vapores calientes, agua, gases o líquidos inyectados para este fin.

Chile tiene el privilegio de estar ubicado sobre el "Cinturón de Fuego del Pacífico", zona que se caracteriza por una alta actividad volcánica. Debido a esto Chile cuenta con un alto potencial para la instalación de centrales generadoras con energía geotérmica.

En la Tabla II-3 se pueden ver los recursos geotérmicos con posibilidades de ser explotados a lo largo de Chile, según los datos extraídos del Servicio Nacional de Geología y Minería [Geomin, 2007].

Como se puede ver, en la actualidad se conoce un gran número de manifestaciones geotérmicas, no habiendo sido ninguna explotada para fines de generación energética hasta el momento. Esto ocurre debido principalmente a los altos costos de instalación y mantenimiento de las plantas generadoras.

Tabla II-3: Recursos Geotérmicos en Chile

Región	Comuna	Sitios	Región	Comuna	Sitios
Primera Total: 23	Putre	5	Primera Total: 6	Curicó	3
	Huara	1		Molina	1
	Camiña	1		San Clemente	1
	Colchane	6		Linares	2
	Pica	9		Longaví	1
	Pozo Almonte	1	Parral	1	
Segunda Total: 13	Ollague	1	Octava Total: 10	San Fabián	1
	Calama	3		Coihueco	1
	San Pedro de Atacama	8		San Bárbara	7
	Antofagasta	1	Quilaco	1	
Tercera Total: 5	Diego de Almagro	2	Novena Total: 13	Curacautín	2
	Copiapó	3		Melipeuco	1
	Tierra Amarilla	2		Curarrehue	3
Cuarta Total: 2	Vicuña	1	Pucón	7	
	Combarbalá	1	Lanco	2	
Quinta Total: 3	Santa María	2	Futrono	3	
	San Esteban	1	Panguipulli	2	
Metropolitana Total: 7	Colina	1	Décima Total: 25	Puyehue	2
	Las Condes	1		Puerto Varas	3
	San José de Maipo	5		Cochamó	3
Sexta Total: 2	Cauquenes	1		Chaitén	6
	San Fernando	1		Hualaihué	4
			Undécima Total: 6	Cisnes	4
				Río Ibañez	2

II.2.4. Energía solar

La energía solar, se define como la energía que proviene directamente de la radiación solar. Esta energía se obtiene mediante colectores térmicos o paneles solares.

Chile tiene una geografía privilegiada para la instalación de este tipo de generación. A pesar de eso, la instalación de estas tecnologías no se ha realizado a gran escala, principalmente debido al alto costos de las unidades fotovoltaicas y a sus bajas eficiencias. En la Tabla II-4 se puede apreciar las magnitudes de radiación promedio diaria presentes en las diferentes regiones de Chile, obtenidos de la CNE.

Existen variadas tecnologías para aprovechar la energía solar. A continuación se nombran algunas:

Energía solar fotovoltaica: Esta tecnología utiliza placas de semiconductores que se excitan con la radiación solar, produciendo energía eléctrica.

Energía solar termoeléctrica: Mediante esta metodología, se produce energía eléctrica con un ciclo termodinámico convencional, a partir de un fluido calentado por el sol. Es decir se reemplaza la ignición de un combustible fósil, por el calor extraído de los rayos solares.

Energía eólico solar: Esta tecnología utiliza el aire calentado por el sol. Este aire caliente se hace subir por una gran chimenea donde se encuentran los generadores eólicos que producen la energía eléctrica.

Tabla II-4: Radiación solar en Chile

Región	Radiación solar [kcal/(m ² /día)]	Región	Radiación solar [kcal/(m ² /día)]
I	4.554	VII	3.672
II	4.828	VIII	3.475
III	4.346	IX	3.076
IV	4.258	X	2.626
V	3.520	XI	2.603
RM	3.570	XI	2.107
VI	3.676	Antártica	1.563

II.2.5. Energía Mareomotriz

La energía mareomotriz corresponde a la energía que resulta de aprovechar la variación de las mareas. La diferencia de mareas se produce debido al cambio de posición de la luna alrededor de la tierra, produciendo variaciones en las atracciones gravitacionales entre la tierra, el sol y la luna. De esta manera, con mecanismos adecuados se puede aprovechar esta energía presente en los mares.

Debido a la larga costa con que cuenta Chile, este tipo de tecnología podría ser ampliamente instalada. Esta tecnología actualmente está en un período de desarrollo, por lo que aún no es viable económicamente. La instalación de este tipo de tecnología

actualmente, sólo es viable en los lugares donde la marea presenta grandes variaciones. El problema que ha presentado, es que la tecnología produce graves cambios en el ecosistema después de su instalación, principalmente debido al cambio de salinidad del lugar donde se ha instalado, como ocurrió en Francia en el río Rance.

III. EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN LA CONEXIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA RENOVABLE

Principalmente existen dos modelos de incentivos utilizados por distintos países para estimular la instalación de centrales generadoras con tecnologías que utilicen energías renovables [Fouquet, 2007], [Mitchell, et al., 2006], [Hyelplund, 2001]. Por un lado existe el modelo implementado en Alemania y España, denominado “Feed-in Tariff” (FIT) o sistema de mínimo precio [Klein, et al., 2006] y por otro lado está el modelo implementado en Inglaterra y Australia, llamado “Quota system” o sistema de certificados verdes [Grotz, et al., 2005]. Actualmente en Europa se ha implantado mayoritariamente el modelo de mínimo precio, como se puede ver en la Figura III-1².

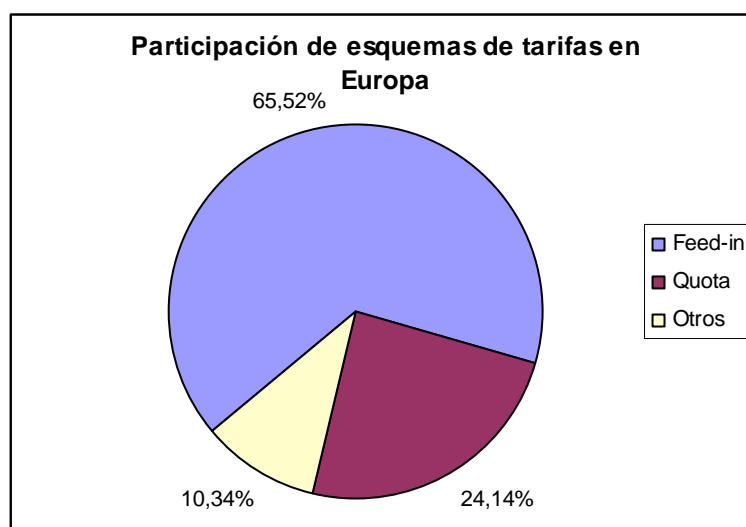


Figura III-1: Esquema de tarifas en Europa

El modelo “Feed-in Tariff” incentiva la instalación de nuevos generadores de energías renovables (GER), obligando a la empresa distribuidora a conectar a todo GER que lo requiera y a comprarle todo su excedente de energía. Además establece un nivel de precios, calculado por la autoridad, acorde al tipo de tecnología para la energía de estos generadores. El precio fijado, permite al generador financiarse y obtener un margen

² Fuente: European Renewables Energies Federation, EREF, www.eref-europe.org

económico preestablecido, con un riesgo considerablemente acotado. Dado que los costos de este tipo de generación son mayores, estos se distribuyen entre todos los consumidores finales, de manera de no perjudicar a los consumidores presentes en áreas geográficas “privilegiadas” para la instalación de GER.

El sistema de cuotas o “Quota system”, adaptado desde un modelo aplicado a energías producidas con combustibles fósiles, obliga a los comercializadores a que un cierto porcentaje de su energía provenga de GER. Para esto crea los “Certificados de Energía Renovable” (CER). Cada GER certificado como tal, tiene derecho a vender los CER equivalentes a 1MWh generado, a los comercializadores. Por otro lado, la autoridad fija el costo de multa para los comercializadores que no cumplan con la cuota de compra a generación con energía renovable, que puede llegar a 60US\$/MWh en algunos países. Luego los costos de los CER son traspasados por los comercializadores a los consumidores finales. Este sistema produce gran incertidumbre en los precios pagados a los GER debido principalmente a la fluctuación aleatoria del precio de los CER, haciendo difícil encontrar financiamiento para los proyectos.

A continuación se muestra la forma de aplicación en distintos países de las tendencias anteriormente explicadas.

III.1. Caso Alemania

Alemania actualmente es el país con la mayor cantidad de potencia instalada de energía eólica en el mundo. Además cuenta con una de las tasas de crecimiento de instalación de energías renovables más altas, por lo que se puede decir que pertenece al grupo de países líderes en la implementación de energías renovables en el mundo [Nitzschke, 2007]. Su meta es llegar al año 2010 con una tasa de participación de energías renovables mayor al 12,5% y al año 2020 con una tasa mayor al 20%. A Enero del año 2007, la tasa de participación de energías renovables en la matriz energética Alemana alcance el 11,6%. En la Figura III-2 se puede ver el crecimiento

que ha tenido la generación con energías renovables durante los últimos 10 años³. Además, en la Figura III-3 se observa un cuadro con la participación de las distintas fuentes energéticas en la generación con energías renovables³.

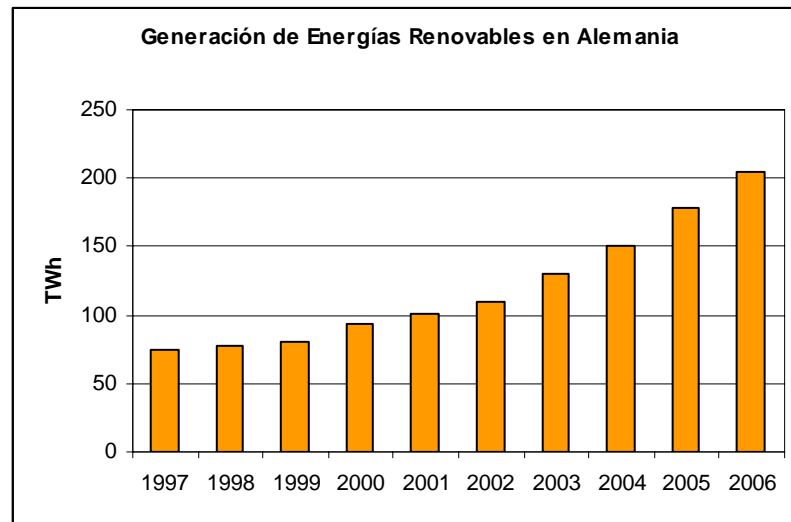


Figura III-2: Crecimiento de las energías renovables en Alemania

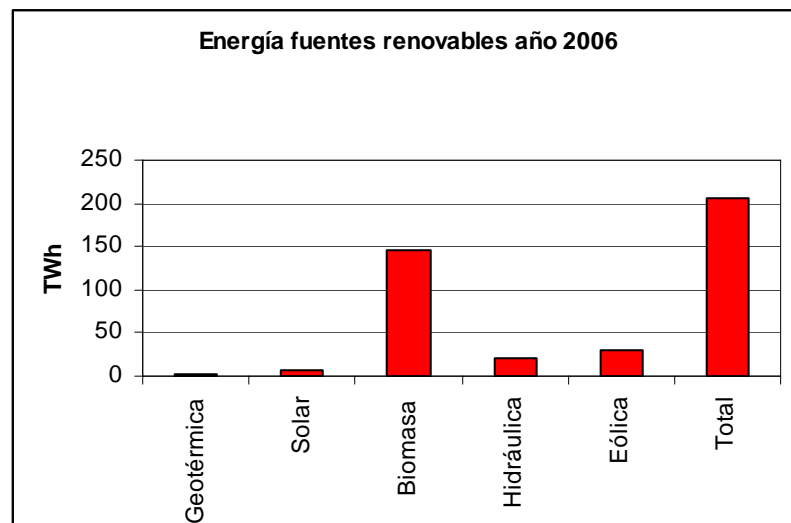


Figura III-3: Fuente de energía renovable durante el año 2006

³ Fuente: Bundesverband erneubare energie e.V., www.bee-ev.de

III.1.1. Antecedentes generales

Alemania en el año 1991, regula por primera vez la conexión y remuneración de las energías renovable mediante la “Stromeinspeisungsgesetz” (Ley de Abastecimiento Energético). Mediante esta ley, se obliga al operador de la red a comprar toda la energía entregada por los generadores de energías renovables, pagando un sobreprecio fijado por la autoridad. Estas tarifas se denominaron “Feed-in Tariff”.

En el año 2000, la “Stromeinspeisungsgesetz” es reemplazada por la “Erneubare Energien Gesetz” (EEG) o ley para energías renovables [LAL, 2004] que contiene un nuevo apoyo a las energías renovables. El objetivo principal de esta modificación legislativa, es lograr complementar el desarrollo energético con la protección del medio ambiente.

A continuación se presentan los alcances de la EEG. Esta ley se encuentra en discusión para ser modificada durante el año 2008.

III.1.2. Forma de cálculo de tarifas

La legislación Alemana fija el precio de la energía para los distintos tipos de generadores de energías renovables, asegurándolo para las pequeñas generadoras hidráulicas por un período de 15 o 30 años y para el resto de las energías renovables, por los 20 primeros años de funcionamiento. Este precio es calculado en forma independiente para cada una de las tecnologías. De esta manera, dadas las grandes diferencias de costo entre las distintas tecnologías que utilizan energías renovables, las tarifas son diferenciadas, sin considerar bonos adicionales, según los costos de instalación, operación y mantenimiento de cada una de las tecnologías. Los factores considerados en el cálculo de tarifas para generadores que utilizan energías renovables, se pueden ver a continuación.

- a. Costo de la inversión (incluye valor del terreno, compra de maquinarias, instalación del generador, obras civiles, etc.)
- b. Costos de operación y mantenimiento

- c. Costo de combustible en el caso de los generadores que utilizan biomasa y biogás
- d. Costo financiero del capital invertido (costos del préstamo)
- e. Vida útil del generador
- f. Utilidad para el dueño del generador

Por último se puede mencionar, que estas tarifas se basan en los costos de instalación y operación del generador. Es importante indicar esto, ya que en otros países existen formas de cálculos, donde el precio remunerado al generador es calculado según los costos evitados de las externalidades negativas que se producen por la generación de electricidad mediante otras tecnologías no amigables con el medio ambiente.

III.1.3. Consideraciones especiales para el establecimiento de tarifas

Las tarifas se mantienen prácticamente planas por los años en que rige la garantía de pago establecida por la ley, que es por 20 o 30 años según el tipo de tecnología. Esto no ocurre así, para el caso de los generadores eólicos. Los generadores instalados en tierra firme (onshore) obtienen una remuneración fija, más una bono, correspondiente al 55% de la remuneración fija aproximadamente, asegurado por un período de cinco años. Esto es así, debido a que durante el resto de los años se castiga o premia a los generadores, según la zona en que son instalados.

En el caso de los generadores que están instalados en tierra firme (onshore), su generación es comparada con la de un generador eólico “modelo”. Este generador “modelo” está ubicado en un lugar con una velocidad del viento promedio de 5,5 m/s a una altura de 30 metros y establece una tasa de generación de referencia para un periodo de 5 años. Si el generador en evaluación tiene una generación mayor al 150% del generador “modelo”, éste no recibirá el bono durante los 15 años siguientes. Por otro lado, en los casos en que la energía generada es inferior a la referencia, el generador mantendrá su tarifa inalterada por 2 meses más, por cada 0,75% que la generación sea menor a la generación promedio del generador “modelo”.

La ley alemana define los generadores eólicos instalados en el mar (offshore), cómo los generadores que se encuentran instalados a una distancia mayor o igual a 3 millas náuticas desde la costa. Al igual que los generadores offshore, la tarifa de los generadores onshore está compuesta por una parte fija más un bono, equivalente al 45% de la remuneración fija aproximadamente. En el caso de los generadores offshore, la tarifa está asegurada por un periodo de 12 años y sólo los generadores instalados antes del año 2010, recibirán el bono adicional. Además, si la turbina es instalada a más de 12 millas náuticas desde la costa, o en profundidades mayores a 20 metros, el periodo en que se mantendrá el bono, es incrementado.

En el caso de los generadores de biomasa, biogás, hidráulicos, geotérmicos y solar, las tarifas remuneradas son diferenciadas según la potencia de instalación de las plantas. Además se debe mencionar, que los generadores que utilizan biomasa, obtienen una tarifa diferenciada según el combustible que utilizan.

Por otro lado, la legislación alemana, implementa una disminución gradual en la remuneración de los generadores de energías renovables, producto del reconocimiento de economías de aprendizaje. Estas economías se producen principalmente por el ahorro en las siguientes áreas:

- Economías de escala
- Avances tecnológicos
- Aprendizaje en el manejo del negocio

Tabla III-1: Economías de aprendizaje

	Descuento por economías de aprendizaje
Hidreléctricas (a partir del año 2005)	1%
Biomasa y Biogas (a partir del año 2005)	2%
Geotermia (a partir del año 2005)	1%
Eólicos onshore (a partir del año 2005)	2%
Eólicos offshore (a partir del año 2008)	2%
Solar (a partir del año 2005)	5%

En la Tabla III-1 se puede apreciar los descuentos aplicados a las diferentes tecnologías con motivo del reconocimiento de la existencia de economías de aprendizaje.

III.1.4. Incentivos adicionales

La legislación alemana, tiene incentivos monetarios adicionales para la instalación de celdas fotovoltaicas en algunos lugares, como son los techos o fachadas de edificios o barreras protectoras de ruido en las autopistas.

Por otro lado, en el caso de los generadores eólicos, si se moderniza un generador instalado previamente al año 1995, incrementando su potencia instalada en un factor de tres como mínimo, la prórroga en la eliminación del bono será de 2 meses por cada 0,6% que esté debajo del promedio anual de generación del generador “modelo”.

III.1.5. Forma de conexión/expansión de las redes

El estatuto Alemán garantiza la conexión de los generadores de energías renovables a las redes, obligando a los operadores de redes, declarar como prioridad inmediata la conexión de éstos. Además obliga al operador a comprar y transmitir toda la energía generada por el generador de energía renovable. Los costos de conexión y ampliación, son de cargo del operador de red, el cuál debe declarar estos gastos adicionales e incorporarlos dentro de los peajes por uso de la red.

De esta manera, dado que la empresa distribuidora está obligada a comprar la energía generada por el generador de energía renovable, éste puede obtener financiamiento para su proyecto sin mayor dificultad.

III.1.6. Otras consideraciones

En Alemania, los costos adicionales producidos por la generación con energías renovables, son prorrateados entre todos los consumidores del país. Con esto se logra equiparar el costo de instalación de este tipo de generación a lo largo de la nación, logrando no perjudicar a los consumidores ubicados en áreas privilegiadas para la instalación de generadores de energías renovables.

En la misma línea, algunas empresas del sector industrial, pueden reducir sus costos por cargos de energías renovables, si acreditan lo siguiente:

- Consumo de electricidad anual superior a 10GWh
- Costo de la energía superior al 15% del valor agregado bruto

El aumento de la tarifa para estos consumidores industriales y para las líneas de trenes, por cobros de energías renovables, serán como máximo 0,05c€/kWh.

Los costos adicionales para el resto de los clientes producto de la disminución de costos para clientes industriales y líneas de tren, no podrán aumentar más de un 10%. Actualmente, existe una propuesta de ley que pretende eliminar este porcentaje máximo.

III.2. Caso España

En conjunto con Alemania, España es uno de los países líderes en la instalación de energías renovables. Actualmente ocupa el segundo lugar, detrás de Alemania en la instalación de energía eólica. En España, la producción de electricidad mediante el uso energías renovables tiene una alta participación en la matriz energética, alcanzando a generar en el año 2005 el 16,6% del total de la energía consumida. La meta es alcanzar al año 2010 el 30% de la producción de energía⁴. En la Figura III-4

⁴ Fuente: Renewable Energy Access, www.renewableenergyaccess.com

se puede ver la distribución porcentual de la generación según el tipo de energía utilizada⁵.

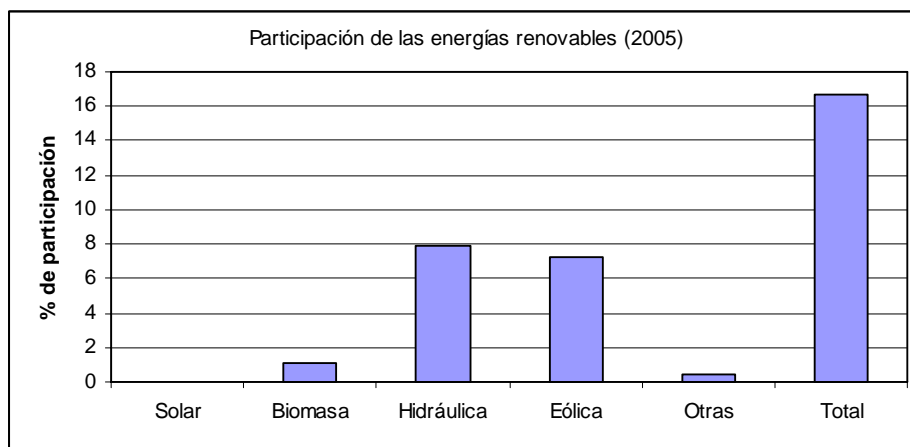


Figura III-4: Participación de energías renovables en España

III.2.1. Antecedentes generales

En el año 1981 con la idea de diversificar la matriz energética, el gobierno Español promulga el Real Decreto 1217/81, donde se reconoce el aporte de las energías renovables. En este decreto aún no entran en consideración los argumentos medioambientales, sino que se desarrolla como una decisión estratégica para buscar la independencia energética. En este contexto se establecen los siguientes principios:

- El sistema es obligado a comprar toda la energía entregada por generadores de energía renovable
- El gobierno fija el precio para las energías renovables
- Se facilita la conexión de generadores de energía renovable a la red

⁵ Fuente: Asociación de productores de energías renovables de España (APPA), www.appa.es

Posteriormente en el año 1994, en el Real Decreto 2366/94 se realiza una modificación legislativa, en la que entre otros se reconoce la cogeneración a las energías renovables.

Los argumentos medioambientales, son introducidos recién en el año 1998 con el Real Decreto 2818/98 [LES, 1998]. Este decreto establece normas de funcionamiento en un mercado liberalizado, fijando el precio para las energías renovables en una banda entre el 80% y 90% del precio medio de la electricidad.

Actualmente los generadores de energía renovable se rigen por el Real Decreto 661/2007 [LES, 2007]. A continuación se describe esta normativa.

III.2.2. Forma de cálculo de tarifas

El Real Decreto 661/2007 [LES, 2007] define que las formas de generación normadas por él serán acogidas en un régimen especial. Las energías pertenecientes al régimen especial, son todas aquellas “...energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.”⁶

Los generadores que se acogen al régimen especial, tienen la posibilidad de optar a una de dos formas de remuneración, manteniéndose como mínimo un año en el régimen que hayan optado. Las opciones son:

1. Vender la energía a la empresa distribuidora, obteniendo un precio por la energía fijo y establecido por la autoridad.
2. Vender la energía en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral, a plazo o una combinación de todos ellos. El precio pagado por la energía corresponderá al precio de mercado, más bonos adicionales.

⁶ Legislación española. Extracto del Artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Las empresas distribuidoras tienen la obligación de conectar a sus redes a las empresas generadoras que se acogen al régimen especial. Por otro lado, si la empresa generadora opta por vender su energía al precio fijo regulado, la empresa distribuidora es obligada a firmar un contrato con ésta, donde se estipula que debe comprar toda su energía, siendo esto financiado por todas las empresas distribuidoras del país, con la intención de no perjudicar a las distribuidoras ubicados en los lugares privilegiados para la instalación de generadores que utilizan energías renovables. En el caso de que la empresa generadora opte por vender su energía en el mercado, la empresa distribuidora se desliga de la obligación de compra.

La autoridad basa el cálculo de la tarifa regulada en los costos de instalación y mantenimiento del generador. La tarifa regulada consiste en un porcentaje de la tarifa eléctrica promedio, que es publicada anualmente y revisada cada 4 años por el gobierno. En el mismo sentido, en el caso de los bonos adicionales para los generadores que optan por vender su energía en el mercado, estos también son calculados como un porcentaje de la tarifa eléctrica promedio.

Las tarifas para el régimen especial son revisadas cada 4 años y en caso de haber algún cambio en las tarifas, éste no es retroactivo. Además en caso de que la potencia instalada de las tecnologías alcance niveles predefinidos, las tarifas también serán revisadas. Los niveles de revisión se pueden ver en la Tabla III-2.

Tabla III-2: Potencia instalada de revisión de tarifas

Tecnología	Potencia
Cogeneración	7.100 MW
Solar	Fotovoltaica: 150 MW Solar térmica: 200 MW
Eólica	13.000 MW
Hidráulica	2.400 MW
Biomasa	3.200 MW
Uso de residuos agrícola	350 MW
Uso de residuos urbanos	700 MW

III.2.3. Consideraciones especiales para el establecimiento de tarifas

La tarifa que reciben los generadores es dependiente del tamaño de la central, logrando así equiparar los beneficios de las economías de escala, presente en la generación de energía eléctrica.

También existen diferencias de tarifa según el tipo de combustible utilizado. Esto ocurre en los generadores que utilizan biomasa, siendo la tarifa más baja, la remunerada a los generadores que operan con biomasa extraída de residuos urbanos.

Como se mencionó anteriormente, los generadores acogidos por el régimen especial pueden optar por vender su energía en la bolsa del mercado eléctrico controlado por el Operador de Mercado Eléctrico Español (OMEL) bajo el sistema de ofertas, recibiendo como tarifa el precio de mercado, más un bono. Este bono está compuesto por un premio por participar en el mercado más un adicional de incentivo. Este tipo de generadores, también puede vender su energía a otros clientes por medio de contratos bilaterales o a comercializadores por medio de contratos forward.

III.2.4. Incentivos adicionales

El Real Decreto español, no incluye incentivos adicionales a los mencionados anteriormente.

III.2.5. Forma de conexión/expansión de las redes

En España existe un procedimiento establecido que reglamenta la conexión de un generador de a las redes de distribución [LES, 2000]. Este establece los siguientes pasos:

- El generador debe realizar una solicitud de acceso a la red de distribución al gestor de la red de distribución de la zona correspondiente.

- El gestor de la red al evaluar la capacidad de acceso y la definición de eventuales refuerzos, debe considerar los criterios de seguridad, funcionamiento y planes de desarrollo de la red.
- Al evaluar la posibilidad de acceso de un generador, en caso de que la red no disponga de capacidad suficiente para cumplir con condiciones de funcionamiento y seguridad suficiente, el gestor de la red de distribución podrá negar el acceso. Esta negación debe ser justificada y debe proponer propuestas alternativas de acceso o si es posible, los refuerzos necesarios a la red distribución para eliminar la restricción de acceso.
- En caso de posibles conflictos, a petición de cualquiera de la partes, la Comisión Nacional de Energía será la encargada de aclararlos.

Así mismo, la potencia de instalación de un generador que produce en régimen especial no puede ser superior al 50% de la capacidad térmica de los conductores donde se instala [LES, 1998].

Por otro lado, los gestores de las redes de distribución, deben informar al operador del sistema y al gestor de la red de transporte, sobre todas las solicitudes de conexión que puedan constituir un aumento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red de distribución a la red de transporte o que puedan afectar la seguridad y calidad de servicio. En este grupo se enlistan los generadores con potencia instalada superior a 50MW y los generadores cuya potencia instalada sea mayor al 5% (1/20) de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte en situación de demanda de punta.

Por último, en caso de ser necesaria la aplicación de un refuerzo de líneas, éste debe ser remunerado por él o los promotores de la conexión y la titularidad de las nuevas líneas será de posesión del propietario de las líneas a las que se conecta.

III.2.6. Otras consideraciones

En este punto se debe mencionar que el Real Decreto 661/2007 [LES, 2007] obliga al generador que opera bajo el régimen especial a adscribirse a un centro de control de generación, que actúa como interlocutor del sistema, remitiendo la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico. La obligación de adscripción a un centro de control de generación es una condición necesaria para la percepción de la tarifa.

III.3. Caso Australia

Australia es uno de los países que ha implementado un modelo del tipo “Quota system” para promover el uso de las energías renovables para la generación eléctrica. Este modelo se basa en la obligación a comercializadores de demostrar el uso de un porcentaje conocido de energías renovables para el abastecimiento de sus clientes. Este modelo no establece una tarifa fija para la energía entregada por los generadores, sino que remunera el precio de la energía del sistema, pero además se agrega un incentivo en la forma de bono para energías renovables, que ayuda a financiar la inversión y operación del generador. A continuación se explica su modo de implementación.

III.3.1. Antecedentes generales

En el año 2000 se crea la ley “Mandatory Renewable Energy Target” (MRET) u objetivo obligado de energías renovables [LAU, 2006]. Mediante esta se pretende normar el uso de energías renovables para la generación eléctrica, reducir los gases de efecto invernadero emitidos por Australia y certificar que los generadores que se han declarado como utilizadores de energías renovables no incrementan los gases de efecto invernadero.

III.3.2. Forma de cálculo de tarifas

Como se explicó anteriormente, este modelo no regula el pago de tarifas a generadores de energías renovables. La energía entregada por los generadores de energías renovables es remunerada según el precio de mercado de ésta. El incentivo para las energías renovables aparece con la creación de los “Renewable Energy Certificates” (REC) o certificados de energías renovables. Estos certificados son entregados a los generadores de energía renovable por cada MWh generado por un generador certificado por el gobierno como tal. Luego estos certificados REC son vendidos por los generadores de energías renovables a los comercializadores que deben acreditar un cierto porcentaje de generación con energías renovable.

Cuando se creó la MRET existió el debate acerca de cuánto debía incrementarse la generación con energías renovables hasta el año 2010. En un principio se pensó en dejar el incremento en un 2%, es decir aumentar de 10,5% de participación que tenían las energías renovables en el año 2000 en que se creó la MRET, hasta un 12,5 en el año 2010. Posteriormente se decidió establecer este incremento como una valor fijo de energía generada que fue 9500GWh de generación adicional para el año 2010. Esto representa un incremento del 0,3%.

Tabla III-3: Incremento anual de generación con energía renovable

Año	GWh
2001	300
2002	1.100
2003	1.800
2004	2.600
2005	3.400
2006	4.500
2007	5.600
2008	6.800
2009	8.100
2010 hasta 2020	9.500

En la Tabla III-3 se puede ver el incremento anual exigido de generación con energía renovable, negociada mediante los REC [LAU, 2006]. Luego el incremento que debe existir en cada comercializador se calcula de la siguiente forma:

- Para el año 2001, el incremento es de 0,24%
- Para los demás años se aplica la siguiente fórmula:

$$\left(\begin{array}{l} \% \text{ de aumento de generación} \\ \text{anual para comercializadores} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{l} \text{Porcentaje de energía} \\ \text{renovable para el año} \\ \text{anterior} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{l} \text{Incremento de energía} \\ \text{en GWh para el año} \\ \text{anterior} \end{array} \right)$$

III.3.3. Consideraciones especiales para el establecimiento de tarifas

Como se mencionó anteriormente los comercializadores tienen la obligación de demostrar una cierta cantidad de energía comprada a generadores de energía renovable. Esta obligación se demuestra mediante los REC, que actualmente se transan en un precio alrededor de 30US\$.

El comercializador puede optar a no comprar REC, pero por tal motivo se adjudica una multa. Esta multa corresponde 44US\$ por cada REC no demostrado. La multa se desglosa en 31US\$ de multa, más los impuestos correspondientes.

Adicionalmente, se debe mencionar que los REC son entregados sólo a generadores de energía renovables que hayan sido instalados posteriormente al año 1997.

III.3.4. Incentivos adicionales

Este modelo no cuenta con incentivos adicionales a los anteriormente descritos.

III.3.5. Forma de conexión/expansión de las redes

La legislación Australiana, no reglamenta la forma de evaluación de los costos de expansión de red. Asimismo tampoco señala el responsable de estos costos adicionales.

III.3.6. Otras consideraciones

Los comercializadores tienen el derecho a comprar más REC de lo que necesitan y dejarlos abonados para su uso en el futuro. De la misma forma no se permite comprar REC de generaciones futuras de energía.

Los comercializadores que no cumplen con el porcentaje de REC exigido, tienen la posibilidad de cumplir con ellos hasta 3 años después de ocurrido el no cumplimiento. En estos casos, el comercializador debe pagar la multa del periodo exigida, pero luego, cuando demuestra la compra de los REC necesarios, el dinero de la multa es devuelto.

III.4. Caso Gran Bretaña

Gran Bretaña, en conjunto con Australia son algunos de los países que han desarrollado un sistema del tipo “Quota Model” para desarrollar el uso de energías renovables en su matriz energética. Gran Bretaña es uno de los pocos países pertenecientes a la Unión Europea que aún utiliza este sistema [Toke, 2005]. Actualmente, un gran número de investigadores han recomendado a su gobierno el cambio de este modelo por uno del tipo “Feed-in tariff” [ER, 2003]. Esto ocurre debido principalmente al bajo impacto que ha tenido en la instalación de energías renovables y a los altos costos que ha significado.

A continuación se explica el sistema aplicado actualmente en Gran Bretaña.

III.4.1. Antecedentes generales

En Gran Bretaña, los primeros pasos en leyes que fomenten el uso de energías renovables fueron dados en el año 1990, con la ley Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO), u Obligación de Combustibles no Fósiles. Entre 1990 y 1998 hubo cinco cambios en la NFFO para mejorar su efectividad. Esta ley promovía la competencia entre generadores de energías renovables, obligando a que una cierta cantidad de la energía vendida proviniera de energías renovables, de esta forma sólo los generadores más económicos podían establecer contratos de venta de energía. Por esta razón durante la aplicación de esta ley, los precios de energías renovables fueron económicos, pero también la instalación de este tipo de generación fue baja, principalmente debido a que los compradores de esta energía especulaban pensando que el precio de este tipo de energía iba a disminuir, no permitiendo que el precio de los contratos se incrementara.

Por estas razones los legisladores en Gran Bretaña decidieron hacer un cambio en la ley, introduciendo la Renewable Obligation (Obligación de Energías Renovables).

Con este cambio de legislación, durante el año 2005 el 4,2% de la generación de energía eléctrica de Gran Bretaña provino de energías renovables y la meta del gobierno fue establecida en un 10% para el año 2010.

A continuación se presenta el funcionamiento de esta normativa.

III.4.2. Forma de cálculo de tarifas

La Obligación de Energía Renovable (RO) incentiva en una forma orientada al mercado (teóricamente), la instalación de generadores de energía renovable. Esta ley obliga a los comercializadores de energía eléctrica a contar con un cierto porcentaje de su necesidad de energía que sea proveniente de energías renovables. Este porcentaje comenzó en un 3% en el año 2003, y debe llegar a un 10% en el año 2010.

En la Figura III-5 se puede ver la comparación de la cuota de generación impuesta y el porcentaje efectivo de participación de las energías renovables⁷.

Para demostrar el abastecimiento con energías renovables, los comercializadores de energía deben comprar los “Renewable Obligation Certificates” (ROC) a los generadores de energía renovable. Estos certificados corresponden a un pago por MWh generado con energías renovables y son emitidos por el gobierno a los generadores de energías renovable que se han acreditado como tales. En caso de que un comercializador no tenga el porcentaje de ROC necesarios para abastecer a sus consumos, éste se adjudica una multa correspondiente a 60US\$/MWh que es incrementable anualmente según la inflación. Esta multa posteriormente es prorrateada entre los comercializadores que han pagado los ROC, produciendo un incentivo adicional a los comercializadores para comprar bonos ROC, en declino de la opción de pagar la multa.

De esta manera mediante esta normativa en los casos en que hay escasez de ROC el precio de éstos aumentan, permitiendo la instalación de energías más caras siguiendo como se mencionó anteriormente un modelo de mercado. De la misma forma en caso de que la cantidad de ROC aumenta, el precio de éstos disminuye.

⁷ Fuente: Department of Trade & Industry Website of UK, www.dti.gov.uk

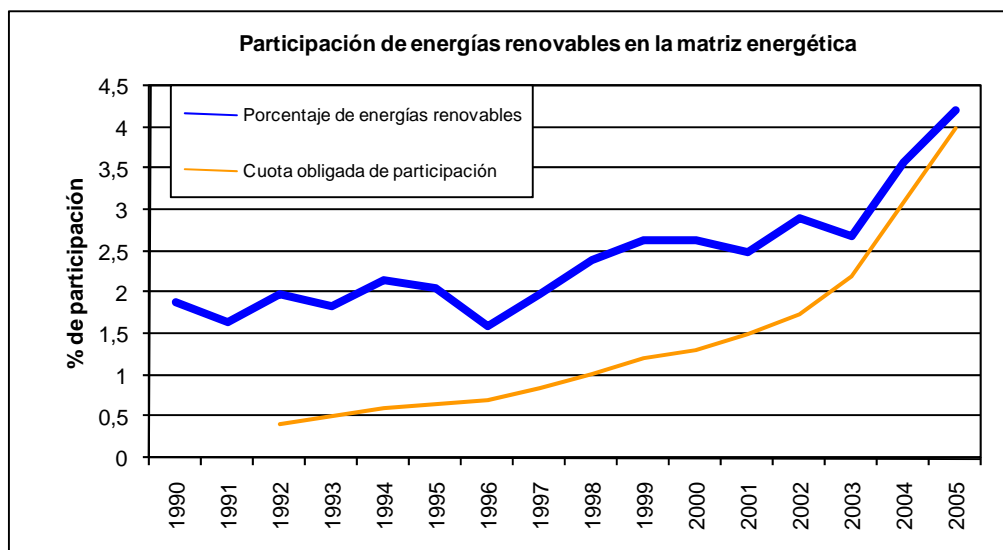


Figura III-5: Participación de energías renovables en la Matriz energética Inglesa

III.4.3. Consideraciones especiales para el establecimiento de tarifas

Los generadores de energía renovables reciben como remuneración por su energía surtida, un pago base, más un adicional denominado “bono por consumo de energía” o “bono por cambio climático” y además reciben los bonos ROC.

Existe un departamento especialmente encargado de la emisión y control de los ROC. Este departamento se denomina “Office for Gas and Electricity Market” (OFGEM). De esta forma se produce un mercado paralelo al de electricidad, donde se transan los ROC.

En la Figura III-6 se puede ver la participación que tienen las distintas fuentes de energía renovable en el año 2005⁸.

⁸ Fuente: Department of Trade & Industry Website of UK, www.dti.gov.uk



Figura III-6: Participación de energías renovables

III.4.4. Incentivos adicionales

Este modelo no cuenta con incentivos adicionales a los anteriormente descritos.

III.4.5. Forma de conexión/expansión de las redes

Los costos de conexión y ampliación de las redes de distribución son de cargo del generador, y propuestos y aplicados por la empresa distribuidora [NG 1, 2007], [NG 2, 2007], [NG 3, 2007], [CER, 2007]. Para esto existe una normativa clara y transparente respecto de los pasos a seguir para la ampliación necesaria de la red [Jarrett, et al., 2004]. Los generadores que inyectan menos de 16A por fase en baja tensión (400/230V) no necesitan realizar el procedimiento de conexión formal, sino que sólo deben comunicar a la empresa distribuidora su intención de conectarse. Por otro lado, los generadores que inyectan más de 16A por fase en baja tensión, debe realizar un completo procedimiento para lograr su conexión. Los pasos a seguir son:

- *Fase de planeamiento del proyecto:* El generador realiza los cálculos necesarios para identificar sus posibilidades de conexión, utilizando la información pública de la empresa distribuidora (plan de obras de la empresa distribuidora).
- *Fase de información:* En esta fase el generador envía a la empresa distribuidora la información acerca de su plan de conexión. La empresa

distribuidora devuelve la configuración de la red en el sector de conexión, así como posibles complicaciones y costos de conexión para lograr su conexión.

- *Fase de diseño*: El generador envía una propuesta de conexión formal a la empresa distribuidora. La empresa distribuidora diseña detalladamente, la conexión y sus costos. Además establece que porcentaje de las modificaciones necesarias pueden ser externalizada y cuánto debe realizar la misma empresa.
- *Fase construcción*: El generador firma un contrato con la empresa distribuidora para realizar la construcción de las ampliaciones necesarias. Además en esta etapa se realizan los trabajos de ampliación necesarios.
- *Fase de prueba y conexión del generador*: En esta etapa se realizan las pruebas para la conexión del nuevo generador y finalmente se realiza la conexión.

Respecto a los costos de ampliación, se debe mencionar que estos deben ser tales que la empresa distribuidora recupere los costos iniciales y de operación y mantenimiento de la conexión. Además el costo de conexión debe proveer a la empresa distribuidora de una tasa de retorno de 6,5% anualmente sobre cualquier gasto que ésta realice.

Además se puede destacar que si en un periodo de cinco años posterior a la ampliación de una proporción de red, aparece un nuevo cliente que utilice la red ampliada financiada por el generador, la empresa distribuidora debe rembolsar al generador el costo en que dejó de incurrir por haber hecho la ampliación previamente para conectar al generador.

Además el límite de instalación de generación en una red está dado por 4 puntos que se enumeran a continuación:

- Límite térmico de los diferentes dispositivos utilizados, cómo son conductores, protecciones, transformador, etc.
- Alzas de voltaje inaceptables.
- Nivel de corriente de falla de interruptores sobrepasados.

- Transformadores operando con flujos de potencia invertidos (se producen problemas con el control de cambio de TAP).

De la misma manera, los generadores con potencia instalada inferior a 50MW están exentos del pago de los costos de pérdidas y de los costos de transmisión, y si la ampliación necesaria es menor al 25% de la capacidad de la línea, los costos de ampliación son pagados por los consumidores.

III.4.6. Otras consideraciones

Se debe mencionar que dado el alto incremento de generación con energías renovables que ha propuesto el gobierno, las empresas distribuidoras tienen problemas para dar abasto en las ampliaciones de las redes, produciendo reclamos por parte de los generadores de energía renovable que tienen interés en conectarse.

III.5. Resumen comparativo de casos internacionales

Como se puede ver en los casos internacionales antes expuestos, España y Alemania han tenido un gran éxito en la instalación de generadores de energías renovables, especialmente en generadores eólicos [Clemens, et al., 2005]. Esto se debe principalmente a la seguridad que entrega al generador el modelo “Feed-in Tariff”, ya que asegura el precio y la venta de energía por un cierto periodo de años, lo que permite al inversionista obtener financiamiento sin mayor dificultad. En Europa se ha visto que la implementación de este modelo acarrea consigo una gran cantidad de beneficios (se considera como un sinónimo de eficiencia económica) para los países que lo implantan, aumentando considerablemente la instalación de generación de energías renovables en forma ilimitada, sin una cuota de instalación límite. Esto se puede atribuir a la visión de largo plazo de este modelo económico. También se debe mencionar que el aumento en la instalación de energías renovables, acarrea un incremento en la necesidad de mano de obra calificada, disminuyendo así los niveles

de cesantía de los países. Además se ha observado una gran disminución en los costos de las tecnologías instaladas en las naciones que lo han implementado.

Por otro lado, el modelo “Quota system” teóricamente promueve la mayor eficiencia e instalación a mínimo costos de energía renovables. Esto no se ha materializado en los países en que lo han aplicado. La aplicación del modelo “Quota system” ha tenido como consecuencia, el menor aumento de participación de generación de energía renovable en las matrices energéticas de los países que la han implementado, debido principalmente a que no elimina el riesgo de financiamiento (el precio es variable e incierto), especialmente de las tecnologías más caras y en lugares menos propicios para la instalación de generación de energía renovable. Además se ha visto que el precio promedio que pagan los consumidores por la instalación de los GER en los países que establecieron el modelo “Quota system”, es más alto que los precios promedio que se paga en los países que han implementado el modelo “Feed-in Tariff”.

En la Figura III-7 se pueden ver los precios promedio pagado en diferentes países, excluyendo el precio pagado a las energías fotovoltaicas. Los países agrupados al lado izquierdo del gráfico corresponden a países que utilizan el modelo “Quota system” y los países agrupados al lado derecho del gráfico, son aquellos que utilizan el modelo “Feed-in Tariff” [Fouquet, 2007].

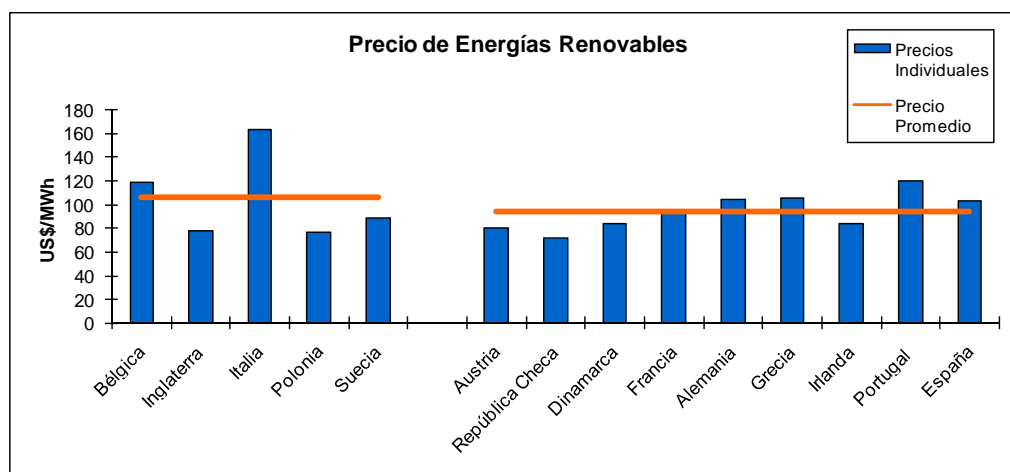


Figura III-7: Precios de Energías renovables

Como se puede ver en la Figura III-7 el precio promedio pagado a los generadores de energías renovables en los países que utilizan el modelo “Quota system” es aproximadamente 105US\$/MWh y el precio promedio pagado en los países que utilizan el modelo “Feed-in Tariff” está en torno a los 94US\$/MWh [Fouquet, 2007]. Es decir, el precio pagado a los generadores que funcionan mediante energías renovables en los países que utilizan el modelo “Feed-in Tariff” es considerablemente inferior. La razón por la que no existe un aumento en la instalación de energías renovables con el modelo “Quota system”, se explica fundamentalmente por la incertidumbre que genera al inversionista la aplicación del modelo “Quota system”, haciéndole más difícil encontrar financiamiento para los proyectos de generación que utilicen energía renovable.

En la Tabla III-4 se pueden ver los precios pagados a los generadores de energías renovables en distintos lugares del mundo⁹. De esto se puede destacar que Australia cuenta con uno de los precios más bajos, justificando la baja instalación de energías renovables en su territorio.

⁹ Fuente: Renewable Energy Tariffs in Europe and Elsewhere, 03 January 2007, http://www.wind-works.org/articles/feed_laws.html

Tabla III-4: Precio pagado a energías renovables

Incentivos a GER por países (Feed-in Law)

	US\$/kWh			
	Eólico	Fotovoltaicos	Minihidro	Biomasa
Austria	0,100	0,611	-	0,225
Brazil	0,073	-	0,052	0,065
California	-	0,500	-	-
Republica Checa	0,114	0,615	-	-
Francia	0,109	0,398	0,073	0,120
Alemania	0,107	0,688	0,100	0,148
Italia	-	0,591	-	-
Ontario - EEUU	0,094	0,361	0,094	0,094
Portugal	0,105	0,378	0,109	-
España <50 MW	0,078	0,448	0,078	0,078
Washington State - EEUU	-	0,620	-	-

Quota model (precios transados)

	US\$/kWh
Italia*	0,264
Inglaterra*	0,152
Australia (Energía [33US\$/MWh]** + bono ROC [30US\$/MWh]***)	0,063

Chile (Precio monómico de energía y potencia)****	0,12
---------------------------------------------------	------

* Fuente: Prices for Renewable Energies in Europe: Feed in tariffs versus Quota System - a comparison (2006/2007), Dr. Dörte Fouquet

** Fuente: Uranium Information Centre, www.uai.com.au

*** Fuente: Renewable energy and energy efficiency partnership, www.reeep.org

**** Fuente: CNE, Mercado Chileno

Los demás datos http://www.wind-works.org/articles/feed_laws.html, January 2007

En el último tiempo, ha habido algunos países que se han cambiado al modelo “Feed-in Tariff” por las demostradas ventajas que tiene a lo largo del tiempo. En Inglaterra, un gran número de académicos han solicitado a la autoridad cambiar el modelo de incentivos a un modelo del tipo “Feed-in Tariff” [ER, 2003].

De esta forma, debido a las ventajas anteriormente mencionadas, el modelo “Feed-in Tariff” se percibe como el modelo que mejor promueve la instalación de energías renovables.

Respecto de la forma de cálculo de costos de expansión de las redes para captar la inserción de un generador de energía renovable, se debe indicar que Inglaterra presenta una legislación muy desarrollada en este aspecto, al igual que España, pero

con menor precisión. Por otro lado, Alemania no la necesita ya que permite la instalación de cualquier generador de energía renovable que lo requiera, dejando en manos de la empresa distribuidora la forma de expansión y siendo los costos adicionales prorrateados entre todos los consumidores de su sistema. Por otro lado, se debe señalar que Australia no reglamenta la forma de expansión de la red, dejando en manos de las partes interesadas la negociación de los costos.

Por último en la Tabla III-5 se puede ver un resumen de las metodologías utilizadas para el cálculo de costos de expansión de redes, de los países estudiados.

Tabla III-5: Resumen de metodologías

	Alemania	España	Australia	Gran Bretaña
Incentivos	Feed-in	Feed-in	Cuota	Cuota
Pago costo de conexión	Consumidores	Generador	No se establece	Generador
Existe reglamentación para la conexión?	No necesita	Si, medianamente específica	No se establece	Si, muy específica
Quién realiza las ampliaciones ?	Distribuidor	Distribuidor	No se establece	Distribuidor o un tercero
Limitación de la conexión	No hay	Calidad y Seguridad	No se establece	Nivel de potencia

Posteriormente en la Tabla IV-1 se puede ver un cuadro comparativo de las diferentes reglamentaciones de estos países, incluyendo el caso Chileno.

IV. EL GENERADOR DE ENERGÍA RENOVABLE EN CHILE

En Chile en el último tiempo han ocurrido 2 avances legislativos en el área de los generadores de energías renovables, de considerable importancia. Estos son la ley corta I o ley 19.940 y la ley corta II o ley 20.018. Actualmente existe un proyecto de ley que modifica la obligación de generación mediante energías no convencionales.

Además, se creó el decreto supremo N°244, el cuál instaura el reglamento para energías no convencionales y la Norma Técnica de Operación y Conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuida en Instalaciones de Media Tensión que reglamenta la operación de este tipo de generación. A continuación, se describe cada uno de ellos.

IV.1. Ley 19.940 o Ley Corta I

La Ley 19.940 [LCL, 2000] publicada el día 13 de Marzo del año 2004 hace algunas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), creando condiciones más beneficiosas para el desarrollo de los pequeños medios de generación, donde se incluyen los medios de generación con energías renovables. Esta ley modifica 2 artículos de la LGSE referentes a las energías renovables. El artículo 1 de la ley 19.940 incorpora el artículo 71-7 a la LGSE y el artículo 4° número 13) modifica el artículo 91 de la LGSE.

En el artículo 71-7 de la LGSE se definen los generadores de energías no convencionales, como todos aquellos cuya energía provenga de la energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración u otras similares determinadas fundadamente por la comisión.

Esta ley abre el mercado eléctrico para los generadores de energías no convencionales, permitiéndole vender su energía al costo marginal instantáneo, asegurándole la conexión a las redes de distribución y liberando el pago de peajes en el sistema troncal.

En el artículo 91 de la LGSE se establece que las empresas distribuidoras están obligadas a conectar a los generadores cuya potencia no supere los 9MW, siendo las

obras de ampliación necesarias, ejecutadas por los propietarios de éstas y los costos de éstas de cargo del generador. Además le entrega el derecho a todo generador conectado en paralelo con el sistema eléctrico, a vender la energía evacuada al sistema a costo marginal y sus excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia. Esto asegura la conexión de los generadores de energías no convencionales y la igualdad de condiciones entre los generadores para la entrada al mercado eléctrico de los pequeños medios de generación.

En el artículo 71-7 de la LGSE también se instaure que las energías no convencionales de potencia inferior a 20MW están exentas del pago total o parcial de peaje troncal; si la potencia inyectada es inferior a 9MW el peaje será nulo, por otro lado si la potencia inyectada es superior a 9MW e inferior a 20MW, el generador deberá pagar peaje por la proporción sobre 11MW en que se excede de los 9MW. Los montos totales exceptuados de pago, serán pagados por las demás empresas que efectúen inyecciones al sistema eléctrico. Esto es un reconocimiento directo al bajo impacto que los generadores de energía no convencionales tienen en las redes de transmisión.

Por último, para limitar el costo de los peajes de transmisión, en el artículo 71-7 de la LGSE se establece que en el caso de que el total de la capacidad conjunta de generación con energías no convencionales excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema, todos los propietarios de generadores de energía no convencional deberán pagar la proporción del peaje en que se sobrepasa el 5%.

Esta ley mediante la apertura del mercado eléctrico para los generadores de energías renovables y la equiparación de las condiciones de venta de energía entre los generadores, generan un gran incentivo para que nuevos capitales desconocidos hasta el momento en el sector, inviertan, atomizando así la matriz energética.

IV.2. Ley 20.018 o Ley Corta II

La Ley 20.018 [LCL 1, 2005] publicada el día 19 de Mayo del año 2005 crea un nuevo mecanismo para respaldar la instalación de generación con energías renovables.

En el artículo 1° número 4), el cuál intercala el artículo 96° ter a continuación del artículo 96° de la LGSE, se establece que sin perjuicio del derecho a ofertar en las licitaciones de energía eléctrica, los propietarios de medios de generación de energía eléctrica no convencional tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados. Este punto cambiaría en caso de promulgarse el proyecto de ley explicado en la Sección IV.5.

Esta medida busca asegurar la participación de los generadores de energías no convencionales en la matriz energética del país incorporándolos en el abastecimiento de las concesionarias de la distribución de energía eléctrica.

IV.3. Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación

El decreto supremo N°244 también denominado Reglamento para Medios de Generación No Convencional y Pequeños Medios de Generación, promulgado el día 02 de Septiembre del año 2005 desarrolla y ejecuta las disposiciones señaladas en las leyes explicadas en los incisos anteriores.

Este decreto clasifica según tamaño y punto de conexión a las unidades de generación eléctricas. Las clasificaciones son las siguientes:

Pequeños medios de generación distribuida (PMGD): Medios de generación cuyos excedente de potencia sean menores o iguales a 9MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Pequeños medios de generación (PMG): Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, subtransmisión o adicional.

Medios de generación no convencionales (MGNC): Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20MW. La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes.

Este reglamento obliga a las empresas distribuidoras a permitir la conexión de cualquier PMGD que pueda acceder a las líneas de distribución mediante líneas propias o de terceros. Las obras adicionales que sean necesarias de realizar, deben ser ejecutadas por la empresa distribuidora correspondiente y los costos serán de cargo del PMGD. Los costos de conexión con cargo al propietario de un PMGD se determinarán mediante un balance entre los costos adicionales en las zonas adyacentes y los ahorros por la operación del PMGD. Además se señala explícitamente que el uso que hace la energía de un PMGD de las instalaciones de la empresa distribuidora, no da lugar al pago de peajes. En los casos en que los ahorros en las redes adyacentes sean mayores a los costos adicionales, pero aún así se necesite realizar ampliaciones de red, la empresa distribuidora puede solicitar al propietario del PMGD aportes financieros reembolsables para cubrir estos costos adicionales. Estos aportes pueden efectuarse de acuerdo a las disposiciones provistas en los artículos 75°, 76°, 77° y 78° de la ley para los aportes financieros reembolsables, destinada al financiamiento de las ampliaciones de capacidad que requieran las empresas distribuidoras para dar suministro a los usuarios que soliciten servicio.

Así mismo, se exige a la empresa distribuidora entregar a los interesados en un proyecto de generación distribuida, toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de un PMGD. De la misma manera el PMGD deberá entregar toda la información que sea solicitada por la

empresa distribuidora. Para esto, la Norma Técnica de Conexión y Operación establecerá formatos estándares tanto de solicitud como de entrega de información.

Respecto al régimen de operación, el decreto supremo N°244 establece que todo PMGD operará con autodespacho, considerando que el PMGD no dispone de capacidad de regulación de sus excedentes. Es decir, el operador o propietario del PMGD será el responsable de determinar la potencia inyectada a la red. Por otro lado, los PMG podrán optar a la generación con autodespacho, solicitándolo previamente en la Dirección de Operación del CDEC correspondiente.

En relación a la remuneración y pago de un PMGD o PMG, se establece que éstos tendrán derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC. Para ello, en el caso de un PMGD el balance de inyecciones y retiros se referirá a la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria asociada al PMGD concerniente. Por otro lado para un PMG el balance de inyecciones y retiros se referirá al punto de conexión de éste. Las metodologías y normas que deberá realizar el CDEC para referir las inyecciones antes señaladas, se establecerán en la Norma Técnica respectiva.

Un PMGD y un PMG incluido en los balances de inyecciones y retiros, podrá optar a vender su energía a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado. En el caso de un PMGD, la primera opción de remuneración corresponde al costo marginal horario en la barra de más alta tensión de la subestación primaria más cercana y la segunda opción corresponde al precio de nudo fijado mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103° de la LGSE. Para un PMG, la primera opción de remuneración corresponde al costo marginal horario en el punto de conexión y la segunda opción corresponde al precio de nudo fijado mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103° de la LGSE. El período mínimo de permanencia en cada régimen es de 4 años y la decisión de cambio de régimen debe ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Además, el decreto señala que el PMGD que haga uso de las instalaciones de una empresa distribuidora para dar suministro a un cliente no sometido a regulación de precios ubicado dentro de la zona de concesión de la misma empresa distribuidora, deberá pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el artículo 71° -43 de la LGSE.

Además, no se debe dejar de señalar que los equipos de medición y facturación serán provistos por el PMGD pudiendo realizar por sí mismo o contratar el servicio de medición y contabilización de energía.

Por último, en la Tabla IV-1 se puede observar una comparación entre las reglamentaciones de los diferentes países vistos en el Capítulo III. y Chile.

Tabla IV-1: Comparación de reglamentaciones de diferentes países

	Alemania	España	Australia	Gran Bretaña	Chile
Incentivos	Feed-in	Feed-in	Cuota	Cuota	Actualmente no hay, pero existe un proyecto de ley para un establecer un tipo de cuota
Obligación de conexión a energía renovable	Si	Si	No	Si	Si
Pago costo de conexión	Consumidores	Generador	No está regulado	Generador	Generador
Existe reglamentación para la conexión?	No necesita	Si, medianamente específica	No está regulado	Si, muy específica	Si, muy básica
Quién realiza las ampliaciones ?	Distribuidor	Distribuidor	No está regulado	Distribuidor o un tercero	Distribuidor
Pago de peajes?	No	Si, en algunos casos	Si	Si, en algunos casos	No

	Alemania	España	Australia	Gran Bretaña	Chile
Quién es el dueño de las ampliaciones?	Distribuidor	Distribuidor	No está regulado	Distribuidor	No está regulado
Uso máximo de las líneas?	No hay, la distribuidora lo establece	50% límite térmico de las líneas	No está regulado	Límite térmico de las líneas	No está regulado
Uso máximo de otros elementos del sistema?	No hay, la distribuidora lo establece	50% capacidad instalada de transformación	No está regulado	Límite térmico del elemento	No está regulado
Quién realiza la mantención de las nuevas líneas?	Distribuidor	Distribuidor	No está regulado	Distribuidor	No está regulado
Se norma la posibilidad de un crecimiento mayor al esperado de los consumos?	No es necesario	No	No está regulado	Si	No está regulado
Existe el comercializador?	Si	Si	Si	Si	No

IV.4. Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión

La resolución exenta número 24, también denominada Norma Técnica de Operación y Conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuida en Instalaciones de Media Tensión, promulgada el 22 de Mayo del año 2007, establece los parámetros de operación y conexión exigidos a los PMGD.

Según lo establecido en el artículo 1-2 de la norma técnica, ésta considera los siguientes puntos:

- a) La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación
- b) Procedimientos técnicos de conexión y entrada en operación de un PMGD
- c) Exigencias técnicas para la conexión de un PMGD

- d) Exigencias técnicas para la operación de PMGD en estado normal y alerta del sistema de distribución
- e) Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD

De esta norma técnica se puede destacar que los cálculos de cortocircuito necesarios para la conexión un PMGD, deben ser realizados con los datos de las ampliaciones planificadas por la empresa distribuidora para un plazo de 18 meses. Así mismo, se establece que para que un alimentador de distribución no requiera obras adicionales, se debe cumplir que la relación potencia de cortocircuito sobre potencia de instalación sea mayor que 20.

La norma técnica también señala que el PMGD no deberá regular tensión activamente, pero en caso de que la empresa distribuidora lo solicite, este servicio será acordado entre las partes. Del mismo modo, el alza de voltaje producida por la instalación de un PMGD no deberá superar el 6% de la tensión nominal de la línea. Además el PMGD no deberá inyectar una corriente continua superior al 0,5% de la corriente nominal en el punto de conexión.

Por último se destaca que en el caso de que las condiciones de operación estén fueran de los límites de la norma técnica, se deberán realizar las correspondientes obras adicionales que sean necesarias para permitir la conexión del PMGD. Estas obras deberán ser ejecutadas por los dueños del sistema de distribución, y serán financiados por el propietario del PMGD, según señala el reglamento.

IV.5. Proyecto de ley para la obligación de generación con fuentes de energías renovables no convencionales

Actualmente existe un proyecto de ley en proceso de aprobación en la cámara de diputados, que pretende incentivar el ingreso de proyectos de energía renovables no convencionales a la matriz energética de Chile. Esta ley establece que todas las empresas generadoras eléctricas instaladas en un sistema de eléctrico con capacidad instalada superior a 200MW, deberán acreditar que un 5% de la energía perteneciente

a sus retiros, provenga de un medio de generación renovable no convencional, propio o contratado. Estas obligaciones también podrán ser acreditadas mediante inyecciones realizadas durante el año anterior, siempre y cuando esas inyecciones no hayan sido utilizadas para el cumplimiento de la obligación de otra empresa generadora. Los traspasos de obligaciones podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Además, las empresas deficitarias, con un límite de 50%, podrán postergar hasta en un año la acreditación de la obligación, siempre y cuando lo hayan previamente comunicado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Así mismo, la empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de su obligación deberá pagar a beneficio fiscal una multa de 0,4UTM por MWh obligado no acreditado.

Esta exigencia rige a partir del 1 de enero del año 2010, por un periodo de 20 años y se aplicará a partir del 31 de mayo de 2007 a todos los retiros de energía utilizados para abastecer contratos con clientes finales o empresas distribuidoras.

El encargado de llevar un registro público de estas obligaciones es la dirección de operación del CDEC respectivo.

Respecto al costo de implementación de esta nueva ley se puede mencionar que el impacto esperado en la tarifa correspondería a un alza de un 1%, con una cota superior de 2,4% si se considera el costo de aplicar las multas [Systep, 2007]. Como se puede ver, la relevancia en el valor de las tarifas no es mayormente significativa.

V. EL GENERADOR DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

A continuación se realiza una descripción de los beneficios y dificultades que enfrenta una empresa distribuidora al conectar un generador distribuido a sus redes [Barker, et al., 2000], [Celli, et al., 2004]

En las secciones V.1. y V.2. se mencionan los beneficios y dificultades que produce la conexión de un generador a las redes de distribución de una empresa distribuidora. En la Sección V.3. se describen los posibles problemas en las protecciones y voltajes que podría presentar el alimentador dónde se conectaría el generador. Por último en la Sección V.4. se analizan las posibles complicaciones que presentaría para el cálculo de las tarifas del sistema de distribución, la conexión de un generador de energía renovable a una alimentador de distribución.

V.1. Beneficios para la empresa distribuidora

La instalación de generadores de energías renovables proporciona considerables beneficios [Falaghi, et al., 2005], [Pathomthat, et al., 2004] a la empresa distribuidora y también a la sociedad. Estos beneficios, en algunos casos, sólo aparecen después de realizar ampliaciones o modificaciones importantes en las redes de distribución. A continuación se enumeran:

- a. Desplaza la inversión en líneas de subtransmisión y distribución haciendo más eficiente el sistema. Esto se produce principalmente cuando existe más de un generador conectado a un alimentador, encontrando un monto generado que siempre está cubierto por otro generador, a pesar de que falle alguna unidad. Así se aplazan ampliaciones necesarias en la red.
- b. Amplía la seguridad en el suministro eléctrico [Vu Van, et al., 2004]. Esto ocurre debido a la capacidad de generación en isla de este tipo de generación,

- produciendo micro redes autónomas. Con una correcta programación de la operación, se puede mejorar considerablemente la seguridad de servicio.
- c. Incrementa la calidad del suministro eléctrico proporcionando regulación de tensión y control de energía reactiva [Iver, et al., 2005], [Kojovic, 2002], [Kim, et al., 2001].
 - d. Disminuye las pérdidas en las líneas de transmisión y distribución [Kasherm, et al., 2006], [Quezada, et al., 2006].
 - e. Atomiza el sector eléctrico, permitiendo la entrada de nuevos inversionistas, lo que genera un aumento de la competencia.
 - f. Reemplaza energías producidas con combustibles fósiles muy contaminantes y perjudiciales para el calentamiento global.

Los primeros cuatro puntos son particularmente beneficiosos para el distribuidor. La instalación de un generador de energía renovable puede ser de gran utilidad para la empresa distribuidora, según el tamaño y lugar de conexión de éste. En Chile, los ingresos del distribuidor son fijados en base a una empresa modelo eficiente. De esta manera, la instalación de un generador en las redes de la concesionaria, podría disminuir las pérdidas en la zona de concesión (mejorando el nivel de tensión y disminuyendo las pérdidas) y con ello aumentar los ingresos del distribuidor.

Además, al instalar un conjunto de generadores de energía renovable en localidades alejadas del sistema de transmisión troncal, produce disminuciones en los flujos de energía provenientes desde éste, lo que en el largo plazo se traduce en el desplazamiento hacia el futuro de las inversiones en ampliaciones de la red subtransmisión, disminuyendo de esta forma el costo de operación del área de concesión.

Por otro lado, el hecho de contar con un cantidad considerable de generación en el área de concesión de las empresas distribuidoras produce un desplazamiento en las inversiones de transmisión en el sistema troncal, lo que genera un ahorro social

considerable que no impacta en los ingresos de la empresa distribuidora, sino que en el costo de operación del sistema total.

V.2. Dificultades para la empresa distribuidora en la conexión de un generador de energías renovables

Las barreras de entrada que enfrenta un generador de energía renovable para su conexión a la empresa distribuidora son:

- a. Falta de un reglamento que establezca la forma de calcular el costo de conexión para generadores de tamaño no adecuado a la red, ya que en estos casos, la empresa distribuidora no tiene incentivos inmediatos para conectarlo.
- b. La pérdida por parte de la empresa distribuidora de un consumidor que se transforma en un generador.
- c. Alzas de voltajes no deseados en la red, producidos por la conexión de un generador de energía renovable [Prata, 2006], [Baghzouz, 2006]
- d. Bajo conocimiento por parte de la empresa distribuidora en la forma de actualización de las tecnologías de control de fallas para las redes de distribución, al instalar un generador [De Britto, et al., 2004], [Kumpulainen, et al., 2004].
- e. Falta de conocimiento de la calidad de la tecnología que instala el generador de energía renovable tiene un alto riesgo para el distribuidor, ya que puede producir inestabilidades en la red e incluso desconexiones de algunos sectores del sistema.
- f. Previo a la conexión de un generador a la red de distribución, la empresa distribuidora sólo se coordina con agentes internos a la empresa para realizar modificaciones o trabajos en la línea. Esto cambia al conectar un generador a la red, ya que debe coordinarse previamente con él para realizar las operaciones necesarias.

Se puede decir que en algunos casos la conexión de un generador de energía renovable al sistema de distribución puede no ser beneficiosa para la empresa distribuidora, debido principalmente a la particular geografía de Chile. Chile tiene un

sistema de transmisión situado de norte a sur aproximadamente en el centro del país, atravesando los mayores consumos. Por otro lado, los recursos renovables más económicos en la actualidad se encuentran principalmente en los extremos oriente y poniente del país (recursos mini hidráulicos y geotérmicos en el oriente, y eólicos en el poniente) donde se ubican consumos relativamente pequeños, por lo que las redes radiales para abastecer estos consumos tienen capacidades del tipo cónicas (mayor capacidad cerca al sistema de transmisión y menor en los puntos más lejanos). De esta forma, dado que los sistemas de distribución tienen una menor capacidad de transporte energético en los extremos, es que la instalación de un generador de energías renovables de tamaño no adecuado, puede incluso aumentar las pérdidas de la empresa distribuidora. Por esta razón y por las barreras de entrada enumeradas anteriormente, se puede decir que los intereses de las empresas distribuidoras en algunos casos pueden no estar en línea con los intereses de la sociedad.

V.3. Efectos de un generador distribuido en la regulación de voltaje y en las protecciones de un alimentador

Normalmente en un alimentador radial, la regulación de voltaje se realiza modificando el TAP del transformador (manual o motorizado) de la subestación que abastece el alimentador. También se utilizan bancos de condensadores automáticos que se activan según la cantidad de reactivos presentes en la línea. Además existen reguladores de voltaje que son escasamente usado, excepto en alimentadores rurales o en subestaciones donde cada alimentador cuenta con su propio regulador de voltaje. Al instalar un generador distribuido en el punto de entrega de energía de un alimentador que ha sido diseñado para recibir energía proveniente desde el sistema troncal y para entregarla a los consumidores, la regulación de voltaje de éste puede verse entorpecida, ya que la inyección de potencia por parte del generador puede modificar el rango de operación del controlador del regulador de voltaje produciendo niveles de voltaje fuera de los niveles permitidos. Por otro lado, modificando adecuadamente la regulación de voltaje para la incorporación de la generación

distribuida en el alimentador, la calidad del voltaje en el extremo del alimentador puede verse favorecida notablemente, teniendo como efecto, la disminución de pérdidas en el alimentador y mejoras en la calidad del servicio prestado por la empresa distribuidora a sus clientes.

La instalación de generación en puntos de la red que han sido diseñados sólo para abastecer clientes, también puede provocar dificultades en la correcta operación de las protecciones instaladas. Interruptores y reconectores pueden verse “confundidos” con el cambio en la cantidad y sentido del flujo de potencia. Esto produce nuevos desafíos en la operación y programación de las redes de distribución [Vieira, et al., 2006]. A continuación se presentan 3 casos [Doyle, 2002] en que las protecciones podrían operar mal.

Caso 1:

En la Figura V-1 se puede ver el diagrama de un alimentador donde se instala un generador distribuido aguas arriba de un reconector y se observa una falla aguas abajo del reconector.

En este caso, I_T corresponde a la corriente proveniente del sistema de subtransmisión de la empresa distribuidora. Además, ocurre que la corriente I_R que fluye por el reconector R se ve considerablemente incrementada al ocurrir una falla mientras el generador distribuido se encuentra inyectando potencia al alimentador. Esto permite que la corriente de falla detectada por el reconector sea mayor, lo que no produce complicaciones, siempre y cuando la nueva corriente de falla no sobrepase el rango máximo de operación del reconector. Así mismo el incremento de la corriente de falla, produce una disminución en el tiempo de respuesta del reconector y de los fusibles (operan más rápido) que pudieran haber aguas abajo. Esto causa descoordinaciones entre los tiempos de respuesta del reconector y fusibles, lo que provoca la operación no deseada de fusibles, produciéndose pérdidas económicas evitables.

La solución para este problema, es la reprogramación del reconectador R considerando los nuevos niveles de corriente de falla, de manera que éste opere más rápido que los fusibles.

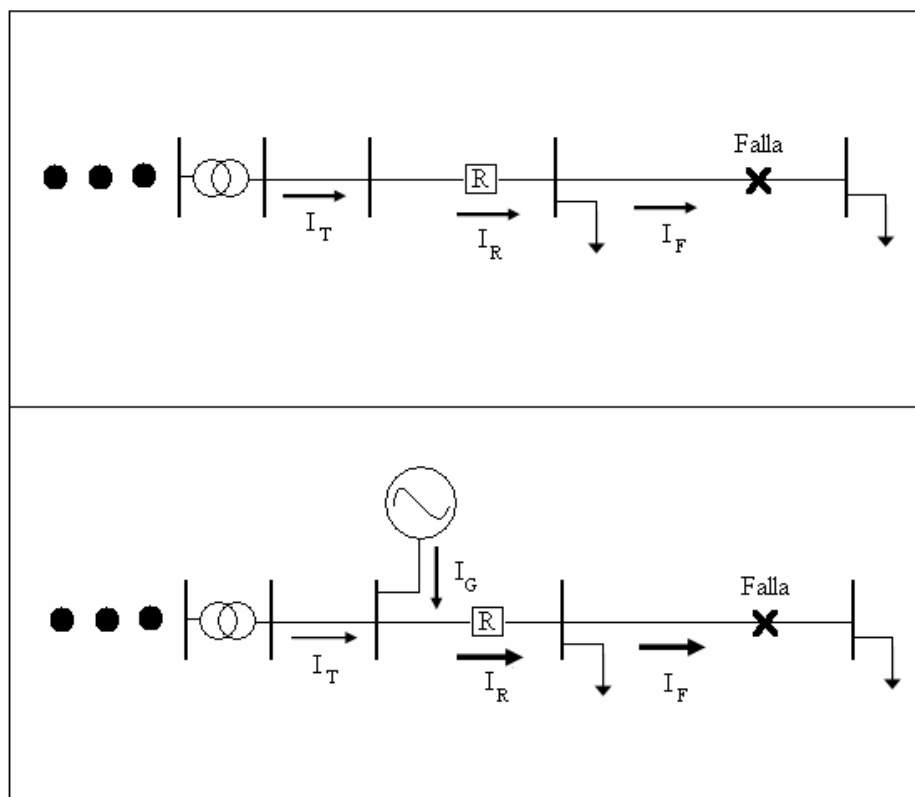


Figura V-1: Falla protecciones, caso 1

Caso 2:

En la Figura V-2 se puede ver un alimentador en el cual se instala un generador distribuido aguas abajo del reconectador y se observa una falla en una ramificación del alimentador aguas arriba del reconectador.

En este caso se puede ver que la corriente I_R circulante a través del reconectador al momento de la falla se invierte. Si la corriente I_R al momento de falla es suficiente para operar el reconectador R, las protecciones dejarían sin electricidad un sector del alimentador perfectamente seguro, con los costos adicionales que esto acarrea.

La solución para este problema sería la instalación de un reconectador R unidireccional, que sólo opere cuando la falla sea aguas abajo de éste. Se debe mencionar que en algunos casos, puede bastar con modificar la corriente de falla con la cual opera el reconectador R, sin necesidad de cambiarlo por uno unidireccional.

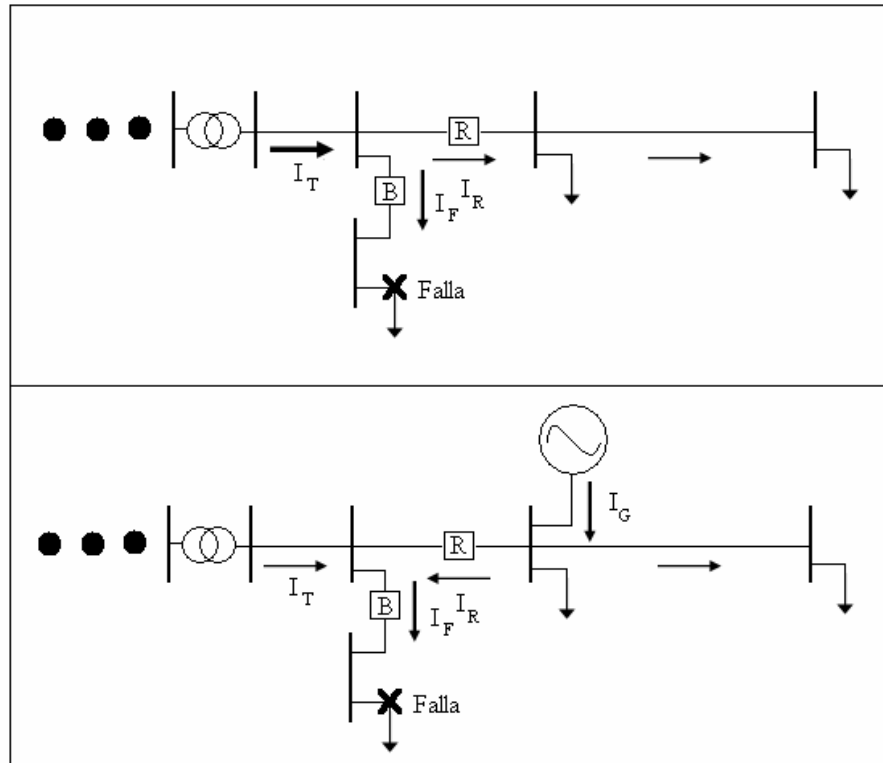


Figura V-2: Falla protecciones, caso 2

Caso 3:

En la Figura V-3 se puede ver un alimentador en el cual se instala un generador distribuido aguas abajo del reconectador y se observa una falla aguas abajo del lugar de conexión del generador.

En este caso se puede ver que la corriente de falla vista por el reconectador R, es considerablemente menor cuando existe un generador instalado en el punto señalado. Esto deja al reconectador R menos sensible, lo que se traduce en mayores tiempos de despeje de la falla.

La solución para este problema sería la reprogramación de los niveles de corriente de operación del reconector, considerando los periodos de funcionamiento del generador y cantidad de potencia inyectada por éste. Este problema también podría ser resuelto incorporando un reconector en el punto de conexión del generador, de manera que éste desconecte primero el generador y luego actúe el reconector R desconectando el sector con falla.

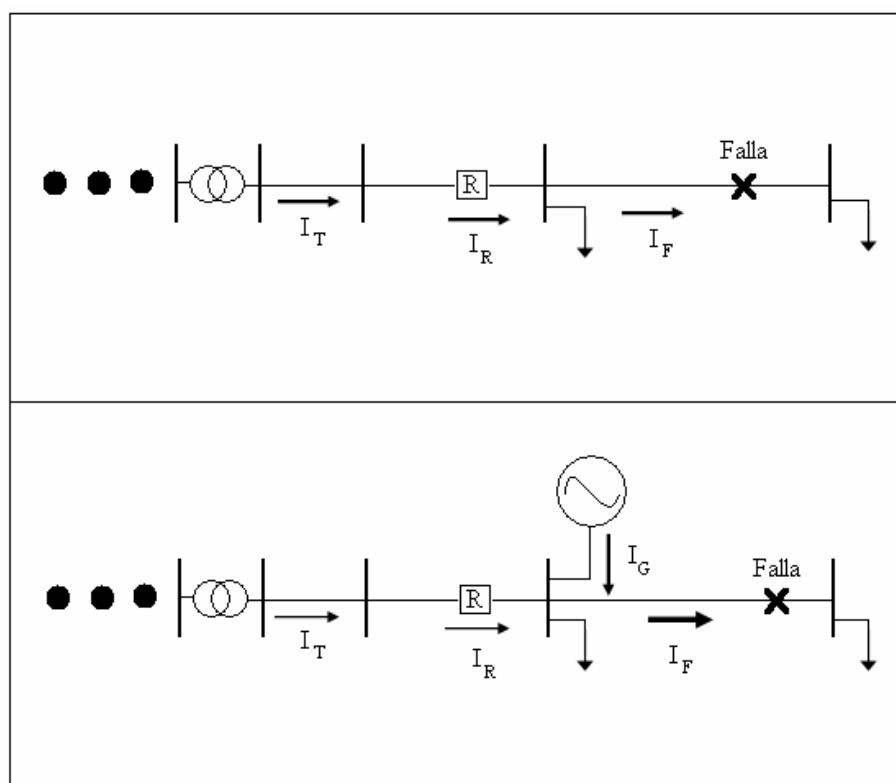


Figura V-3: Falla protecciones, caso 3

Los tres casos presentados anteriormente, muestran como la instalación de un generador en un alimentador radial puede producir dificultades en la operación de las protecciones del alimentador. Todos los casos tienen solución, incorporando protecciones unidireccionales, programando en el reconector la nueva corriente de falla aportada por el generador o instalando nuevas protecciones en el alimentador.

Por estas razones se puede concluir que la instalación de generadores distribuidos en un alimentador radial representa nuevos retos en el diseño de las protecciones del alimentador, pero no representan un considerable aumento de costos para la empresa distribuidora.

V.4. Cálculo de la tarifa de empresas distribuidoras con generadores de energías renovables instalados en el sistema de distribución

El artículo 4° número 13) de la ley 19.940 establece que las nuevas instalaciones realizadas para la conexión de un generador de energía renovable, no se considerarán en el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo, VNR. El VNR corresponde al costo de reemplazar a la fecha del estudio, las instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, utilizando los precios actualizados de materiales y utensilios. El VNR de las instalaciones adaptadas, considerando la vida útil y una tasa de descuento del 10%, es calculado para obtener los costos anuales de inversión de la empresa distribuidora. Esto pertenece a una parte de los costos evaluados para calcular el Valor Agregado de Distribución, VAD, que se calcula cada cuatro años. El VAD corresponde a una parte del pago que deben realizar los usuarios por el uso del sistema de distribución y está definido por la simplificación presentada en la ecuación 5.1.

$$VAD = \frac{aVNR + COyM}{Potencia\ máxima\ coincidente} \left[\$ / kW / año \right] \quad (5.1)$$

Como se puede ver, el VAD depende de la anualidad del valor nuevo de reemplazo, $aVNR$ y del costo de operación y mantenimiento, $COyM$.

El VAD es un costo adicional al precio de nudo o precio de licitación, es calculado por el agente regulador y tiene como objetivo remunerar los costos de inversión, operación y mantenimiento de la empresa distribuidora, asumiendo que funciona de una manera eficiente, es decir funciona como una empresa modelo óptima.

El reglamento para medios de generación no convencional y pequeños medios de generación establece que en caso de ser necesaria una ampliación del sistema de distribución para la conexión de un pequeño medio de generación distribuida, el generador con la intención de conectarse será el responsable de financiarla. Esta es la razón que se argumenta para no considerar a los PMGD en el cálculo de las tarifas de distribución.

La empresa distribuidora es un monopolio natural regulado por la autoridad gubernamental. Por esta razón, la instalación de un generador distribuido que puede producir ahorros o costos adicionales a la empresa distribuidora en sus redes, debe ser incorporada en los cálculos de sus tarifas para mantener la legitimidad de la regulación. Al respecto se puede mencionar que cuando existe una baja cantidad de generación instalada en las redes de distribución, sería conveniente no incorporar este tipo de generación en los cálculos del proceso de tarificación de distribución (tal como se señala la ley 19.940), ya que no afecta mayoritariamente este costo, pero si dificulta los procedimientos de cálculo. Por otro lado, cuando este tipo de generación produzca variaciones importantes (gran cantidad de este tipo de generación instalada) en los costos de inversión, operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras, sería beneficioso incorporarlos. A continuación se plantea una manera de incorporar la generación distribuida en el proceso de tarificación de la distribución, para el caso en que se utiliza una empresa modelo para cada empresa distribuidora individualmente.

Se debe mencionar que la instalación de un PMGD en una red de distribución puede modificar la esperanza del costo de arreglar una falla que ocurra en la red, ya que al modificar sólo el conductor, el costo de operación y mantenimiento se considera constante. El PMGD al conectarse a la red y pagar los costos de ampliación, sólo remunera el costo físico de la ampliación necesaria, dejando a la empresa distribuidora el costo de asumir la mayor esperanza del costo de arreglar una posible falla (las nuevas instalaciones son más caras, por lo tanto si éstas instalaciones tienen alguna falla, la empresa distribuidora es la que asume ese mayor costo). Entre los

riesgos asociados a la operación de una empresa distribuidora, se puede describir el riesgo de robo de conductores, de cortes de conductores o caídas de postes. Por esta razón, dentro de los costos pagados por el generador a la empresa distribuidora, debe incluirse una remuneración por la administración del riesgo de los activos traspasados a la empresa distribuidora.

La tasa de descuento utilizada para las inversiones eléctricas es de un 10%. Esta tasa contiene implícitamente un pago por el costo del capital sin riesgo, más un porcentaje extra por el riesgo que tiene este tipo de negocio. Si se considera que un bono BCU (libre de riesgo) emitido por el banco central de Chile tiene una tasa de retorno de 3% real y además la inflación esperada del país es de 3%, se puede definir una tasa de retorno nominal sin riesgo de 6%. De esta forma, el premio por riesgo que debe remunerar el generador a la empresa distribuidora está definida por la diferencia entre la tasa de retorno calculada por la autoridad (10%) y la tasa de retorno libre de riesgo (6%), es decir según esta idea, el generador debe pagar a la empresa distribuidora un premio por riesgo equivalente al 4% sobre la inversión realizada.

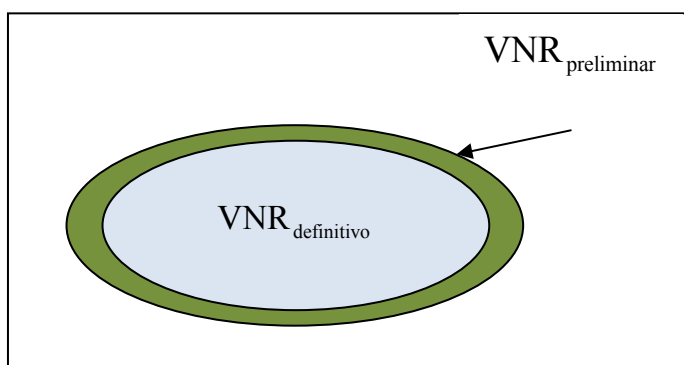


Figura V-4: Cálculo de VNR

Entonces, el cálculo del VNR preliminar debería realizarse considerando las instalaciones de generación distribuida situadas en las redes. Luego para encontrar el VNR definitivo, se descuentan del VNR preliminar los montos pagados por el PMGD para la ampliación de las redes de distribución. Así, la empresa distribuidora es remunerada por los consumidores por las instalaciones que existían previos a la

instalación del PMGD y por el PMGD por las nuevas instalaciones. Adicionalmente se debe mencionar que en el caso de que existan pagos a la empresa distribuidora por concepto de aumento en las pérdidas del sistema de distribución, éstos deben ser debidamente descontados para el cálculo de los factores de expansión de pérdidas.

Finalmente, en la Figura V-4 se puede apreciar una descripción gráfica de la forma de pago del VNR. La elipse exterior que incluye la elipse interior, representa el cálculo del VNR preliminar que incluye las instalaciones de los generadores distribuidos. Luego el área de color verde representa el pago que realiza el PMGD y por último el área de color celeste simboliza el VNR definitivo pagado por los consumidores.

VI. ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN DE UN GENERADOR DE ENERGÍA RENOVABLE A UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA

A continuación se hace una descripción de los egresos e ingresos que afectan a un generador de energía renovable durante su vida útil. Entre ellos se incluyen los ingresos por venta de energía potencia y bonos de carbono. Dentro de los egresos se puede mencionar los costos de instalación y operación de la central generadora.

VI.1. Costos para el generador

Dentro de los flujos necesarios para llevar a cabo un proyecto eléctrico, destacan dos categorías de egresos principalmente; el costo de inversión, y el costo de operación y mantenimiento. A continuación se explica cada uno de ellos.

VI.1.1. Costos de inversión

Los costos de inversión se pueden dividir en egresos relacionados con la construcción y puesta en marcha de la central, denominados costos de construcción, y en egresos relacionados con la conexión de la central al sistema de distribución, subtransmisión o transmisión según corresponda. A continuación se presenta una explicación detallada de estos puntos de interés.

Costos de construcción

Los costos de construcción se refieren a todos los egresos relacionados con la construcción misma de la central, como son los costos de los estudios relacionados, costos de terrenos, servidumbres, derechos de agua, obras civiles, materiales, equipos e instalaciones de equipos.

Estos costos pueden ser fácilmente estimados, cotizando en empresas especialistas relacionadas o comparando con otros proyectos eléctricos de similar envergadura.

Costos de ampliación de la red

Respecto de los costos de conexión y ampliación a la red de distribución, el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establece que los PMGD deben conectarse a través de medios propios o de terceros a las redes de distribución de las empresas concesionarias, lo que consiste en un costo no despreciable, que se debe agregar al proyecto eléctrico. Del mismo modo, el reglamento instituye que en caso de ser necesaria una ampliación de las redes de distribución, los trabajos serán realizados por la misma empresa distribuidora, y los costos serán de cargo de la empresa generadora.

Esto aparentemente es sólo un costo más que se debe agregar al costo del proyecto, pero dada la ausencia legislativa, esto no es así y puede llevar a definir la viabilidad o no del proyecto. Para los generadores que debido a su baja potencia no aumentan las pérdidas del sistema o incluso las disminuyen, esto no es un problema ya que no requieren la ampliación de las líneas del sistema distribución. Por otro lado, los generadores que al conectarse producen un aumento de las pérdidas en el sistema y que por lo tanto necesitan ampliar los conductores del alimentador al que se conectan, están desprovistos del amparo legislativo, por lo que deben negociar directamente con la empresa distribuidora, quedando a merced del poder controlador monopólico de ésta.

Por último, no se puede dejar de mencionar que dada la escasez legislativa, dependiendo del tamaño relativo de la unidad generadora a instalar, el costo de conexión a un sistema de distribución puede ser difícil de estimar y de un valor extremadamente alto, ya que no existe motivo alguno para que la empresa concesionaria no aplique un comportamiento monopólico a la conexión del generador, en desmedro del beneficio social que tiene la conexión de un pequeño medio de generación de energía no convencional.

VI.1.2. Costos de Operación y Mantenimiento (COyM)

Los costos de operación y mantenimiento, se refieren a los costos anuales en que se incurre durante la vida útil del generador.

Estos costos se pueden dividir en costos fijos y costos variables. Los costos fijos no dependen de los niveles de generación, como es el caso de las remuneraciones y servidumbres.

Por otro lado, los costos variables son todos aquellos costos que dependen de los niveles de generación, como son costos de mantenimiento, pago de peajes, costo de combustible y participación en el CDEC si corresponde.

A continuación se detalla algunos de estos puntos.

Número de operarios y mantención de equipo

El número de operarios puede variar según el tipo de central generadora; puede ir desde 1 o 2 operarios para una pequeña central hidráulica hasta alrededor de 15 para una central de biomasa de mayor tamaño.

En otro sentido, los equipos sufren desgastes durante su operación, por lo que hay que realizarles una mantención anual. Esta mantención puede ir desde un simple cambio de aceite de una caja reductora, hasta un complicado cambio de rodete para una central de biomasa.

Por esta razón, es de vital importancia realizar un estudio profundo respecto de los costos de mantenimiento anual de la tecnología que se desea instalar, ya que en algunos casos estos costos no son despreciables.

Peajes de distribución, subtransmisión y transmisión

El reglamento establece que los MGNC están exceptuados del pago total o parcial de una porción de los peajes por el uso del sistema de transmisión troncal. En caso de que la capacidad instalada exceptuada de peajes sea inferior al 5% de la capacidad instalada total del sistema, los MGNC de potencia instalada menor a 9MW, no realizaran pagos de peaje de transmisión troncal. Si el porcentaje de excepción de

peajes llega a un nivel superior al 5%, todos los MGNC deberán pagar la diferencia, en forma proporcional. Además, los proyectos eléctricos de potencia superior a 9MW e inferior a 20MW, deberán participar en el pago de peajes del sistema troncal, en forma proporcional a sus excedentes de potencia que sobrepasan los 9MW.

En el caso de centrales conectadas directamente al sistema de subtransmisión, éstas deberán pagar por el uso proporcional que hacen de las líneas del sistema de subtransmisión. El valor de las instalaciones de subtransmisión es calculado cada cuatro años. Este valor corresponde al valor esperado de ponderar, para cada condición de operación y en cada año del horizonte de estudio, el porcentaje de pago de los generadores en cada instalación del sistema de subtransmisión. Para este cálculo, además se considera que una central generadora hace uso efectivo de un sistema de subtransmisión si está ubicada aguas arriba de flujos con dirección al sistema de transmisión troncal.

Por último, los generadores conectados a las redes de un sistema de distribución, quedan exentos del pago de peajes. Por otro lado, en el caso en que un PMGD hace uso de las redes de distribución de una empresa distribuidora para dar suministro a un usuario no sometido a regulación de precios ubicado dentro de su área de concesión, deberá pagar el peaje de distribución respectivo.

Costo de participación en el CDEC

Actualmente los costos de participación del CDEC, debería ser considerado sólo por las empresas cuya capacidad de generación sea superior a 61MW para el Sistema Interconectado Central y mayor a 15MW para el Sistema Interconectado del Norte Grande. De la misma forma, según lo establecido en el Reglamento para Medios de Generación No Convencional y Pequeños Medios de Generación, los medios de generación no convencionales de potencia inferior a 20MW, pueden elegir integrarse o no al CDEC respectivo.

Por otro lado, existe un proyecto de reglamento, estructura, funcionamiento y financiamiento del CDEC, que está en proceso de elaboración. A continuación se dan a conocer lo referente a medios de generación con energías no convencionales.

Las centrales generadoras conectada en paralelo a un sistema eléctrico, con una potencia instalada inferior a 9MW tienen la opción de participar o no en el CDEC respectivo. Para esto, el propietario u operador de una central perteneciente al CDEC deberá informar en la forma y oportunidad que el CDEC disponga, su inyección horaria en el punto de conexión.

Las empresas generadoras eléctricas participantes de un CDEC, deberán financiar el 50% del presupuesto anual del respectivo CDEC, siendo un 40% del porcentaje anteriormente nombrado, financiado por las empresas generadoras con capacidad instalada inferior a 300MW. Es decir, las empresas generadoras con potencia instalada inferior a 300MW deberán financiar proporcionalmente a su generación a anual, el 20% del presupuesto anual del respectivo CDEC. Las cuotas serán doce iguales, pagadas mensualmente.

VI.2. Ingresos para el generador

Los principales ingresos para una central generadora de energía eléctrica, son los ingresos por venta de energía y potencia. En el caso de los generadores que utilizan energías no convencionales, tienen la opción de optar a un bono por reducción de gases de efecto invernadero, según el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) estipulado en el protocolo de Kyoto.

VI.2.1. Ingresos por venta de energía y potencia

Los ingresos por venta de energía y potencia, corresponden a los ingresos obtenidos por el generador al vender la energía inyectada al sistema a un precio de venta de la energía, y la potencia de suficiencia del generador, al precio de venta de la potencia.

La potencia de suficiencia, corresponde al análisis probabilística del valor esperado de la potencia que es capaz de aportar una central generadora, para el abastecimiento de la demanda de punta del sistema eléctrico, considerando la indisponibilidad de su insumo principal. El Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas

Generadoras [LCL 3, 2005] establece la forma de cálculo de la potencia de suficiencia de los diferentes tipos de unidades generadoras. Básicamente este reglamento implanta que el cálculo de la potencia de suficiencia de una central generadora se divide en tres partes: cálculo de la potencia inicial, cálculo de la potencia de suficiencia preliminar y cálculo de la potencia de suficiencia definitiva.

La potencia inicial de los generadores cuya fuente de energía es no convencional, se calcula mediante información estadística que aporte cada propietario y se considera según su capacidad de generar en el escenario de peor disponibilidad media anual del insumo principal. En caso de no existir esta información estadística, se debe usar la información disponible en la región o zona dónde se ubica el generador.

La potencia de suficiencia preliminar se calcula mediante un análisis probabilístico, evaluando el valor esperado de la potencia de suficiencia que el generador aporta al sistema para el abastecimiento de la demanda de punta, considerando el conjunto de unidades generadoras, potencia inicial, consumos propios, periodos de mantenimiento e indisponibilidad forzada.

Y por último la potencia de suficiencia definitiva, corresponde a la potencia de suficiencia preliminar escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la potencia de suficiencia definitiva de las unidades generadoras sea igual a la demanda de punta del sistema. Al respecto se debe mencionar que se entiende por demanda de punta del sistema, al 0,6% de los mayores valores de la curva de demanda horaria anual.

Después de haber mencionado el procedimiento de cálculo de la potencia de suficiencia de los generadores se puede señalar que con la publicación del Reglamento para Medios de Generación No Convencionales [LCL 2, 2005], se abrieron las puertas para este tipo de tecnologías respecto de las posibilidades para la venta de su generación. De esta manera, se pueden definir las siguientes alternativas para la venta de energía y potencia:

- a. Venta de energía y potencia mediante un contrato bilateral entre la empresa distribuidora y la empresa generadora. La duración del contrato, el precio de venta de la energía y el precio de venta de la potencia será acordada entre las partes.
- b. Venta de energía y potencia a una empresa generadora, mediante un contrato bilateral, donde se estipula el precio de la energía, el precio de la potencia y la duración del contrato.
- c. Venta de energía y potencia a un cliente libre, mediante un contrato bilateral. La duración del contrato, el precio de venta de la energía y el precio de venta de la potencia será acordada entre las partes.
- d. Participación en las transferencias de energía y potencia entre las empresas sujetas a la coordinación de un CDEC. Los generadores con excedentes de potencia superior a 9MW, realizarán la venta de energía al precio marginal de ésta y la venta de potencia, al precio de nudo de la potencia. Por otro lado, en caso de que el excedente de potencia sea inferior a 9MW, el operador o dueño de la central generadora, podrá optar a vender la energía al precio estabilizado (precio de nudo) o al costo marginal instantáneo de la energía. La venta de potencia, se realiza al precio de nudo de la potencia.
- e. Venta de la energía y potencia a una empresa distribuidora mediante la licitación del contrato. En este caso el precio de la energía será el estipulado en el contrato y el precio de la potencia corresponderá al precio de nudo de la potencia.
- f. Venta de energía y potencia a una empresa distribuidora sin participar en las licitaciones de contrato. En esta modalidad, el precio de la energía corresponderá al precio promedio de las licitaciones ofrecidas por la empresa distribuidora, y el precio de la potencia será el precio de nudo de la potencia. Esta alternativa sólo será válida si la energía abastecida mediante esta opción es inferior al 5% del total de demanda destinada a clientes regulados.

Por otro lado, existe en proceso de aprobación, la norma técnica para referir inyecciones de pequeños medios de generación distribuida. Esta establece de manera

clara y concisa la forma de referir las inyecciones de potencia y energía a la barra de distribución primaria más cercana. En la Figura VI- se puede ver un esquemático con una breve descripción de la norma técnica.

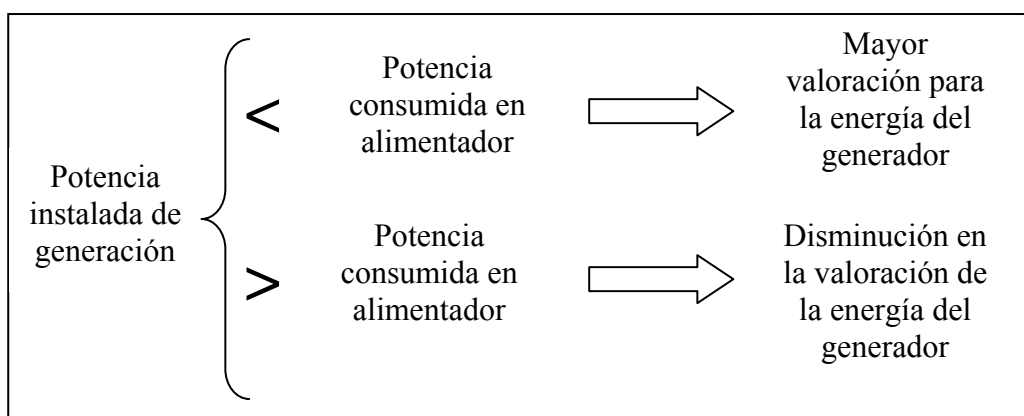


Figura VI-1: Norma técnica para referir inyecciones

VI.2.2. Ingresos por MDL

El Mecanismo de desarrollo limpio (MDL), fue creado por el protocolo de Kyoto en el año 1997 y busca incentivar a las empresas de países desarrollados para invertir en los proyectos de reducción de emisiones en los países en vías de desarrollo. Con estas contribuciones, en los países en vías de desarrollo muchos proyectos que no eran económicamente viables, podrían hacerse rentables, de manera que su inclusión en la evaluación económica de un proyecto con energías renovables puede ser de gran importancia.

La contribución que recibe un proyecto debido al MDL, depende de la cantidad de certificados de reducción emisiones (CER) que es capaz de emitir. Un CER corresponde a una tonelada de CO_{2eq} que el proyecto es capaz de desplazar. El CO_{2eq} representa la equivalencia de cualquier otro gas de efecto invernadero.

Actualmente se compara la energía generada por un generador de energía renovable con la energía desplazada de la generación con una central a carbón. Esto indica, que

la cantidad de CO₂ desplazado por una generador de energía renovable equivale a 0,9 ton CO₂/MWh [Moreno, et al., 2006].

El precio de los CER puede ser negociado antes de la certificación de estos, es decir desde la fase de diseño del proyecto, siendo el precio bastante inferior que el del CER emitido, pero también disminuyendo el riesgo de aprobación de los CER para el vendedor. El precio de los CER en proceso de diseño del proyecto oscila alrededor de 8US\$/Ton CO₂ y el precio de un CER emitido fluctúa en torno a los 23US\$/ Ton CO₂¹⁰.

Respecto de los MDL se deber mencionar, para obtener los CER, se debe demostrar la adicionalidad de éstos, es decir se debe demostrar que sin los recursos obtenidos por los CER, el proyecto no habría sido posible de llevar a cabo. Los costos de estos estudios e informes se estiman entre 50.000 y 100.000 dólares de Estados Unidos y el proceso puede demorar alrededor de un año.

De esta forma se puede decir que dependiendo de la naturaleza de los proyectos, el aporte de los CER puede ser muy relevante a la hora de decidir la viabilidad de éstos.

VI.2.3. Obligación de generación con energías renovables no convencionales

Tal como se mencionó anteriormente en la Sección IV.5. , existe un proyecto de ley que obliga a las empresas generadoras a acreditar que el 5% de sus retiros corresponde a inyecciones de medios de generación renovables no convencionales en cualquier sistema eléctrico con capacidad instalada superior a 200MW. En caso de que una empresa generadora no cumpla este mandato, deberá pagar una multa a beneficio fiscal de 0,4UTM (\approx 24US\$) por MWh no acreditado.

Estas obligaciones pueden representar una gran ayuda para los PMGD, ya que la empresa generadora cuenta con una capacidad de negociación con la empresa distribuidora bastante mayor que la del PMGD por sí sólo, lo que lograría beneficiar

¹⁰ Fuente: Consultora POCH Ambiental.

la conexión del PMGD a la red de distribución, o en su defecto la empresa generadora podría ayudar en el financiamiento del PMGD.

Esta medida puede lograr hacer rentable proyectos de PMGD que previos a la promulgación de esta ley, no lo eran.

VII. METODOLOGÍA DE CONEXIÓN DE UN GENERADOR DE ENERGÍA RENOVABLE A UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA

Uno de los objetivos principales de esta tesis es establecer una metodología precisa, sencilla, y de bajo costo, para el cálculo del costo de expansión de una red de distribución, producto de la instalación de un generador distribuido. Se ha visto que esta es una de las principales limitantes existentes actualmente para la instalación de generadores de energías renovables en Chile, debido principalmente a que este punto no se encuentra debidamente normado y al escaso conocimiento que tiene el generador acerca de las instalaciones de la empresa distribuidora. Respecto a esto se puede mencionar que existe literatura que abarca una metodología de cálculo de costos para la instalación de generación distribuida utilizando métodos de flujos de potencia [Borges, et al., 2003].

A continuación se describe los principales hechos que deben ser considerados en la formulación. Posteriormente, se propone una metodología de cálculo.

VII.1. Supuestos básicos a considerar

La mayoría de los inversionistas interesados en invertir en generadores de energías renovables se caracterizan por ser personajes ajenos al sector eléctrico chileno y sólo desean aprovechar los vientos que han descubierto en alguno de sus terrenos o los derechos de agua que tienen adjudicados. Por esta razón prefieren evitar trámites burocráticos engorrosos, para lograr conectar su generador a las redes. Bajo este concepto, también se ampara la idea de simplificar los trámites regulatorios que tendría que realizar la autoridad para establecer las tarifas para este tipo de generación.

Para el caso de generadores con potencia de instalación mayor a la que es capaz de evacuar el sistema radial, donde se necesita realizar ampliaciones de red financiadas por el generador, es muy importante que la metodología considere la posible subvención por parte del generador a la empresa distribuidora, en caso de producirse en el alimentador un aumento del consumo mayor al previsto. Es decir, puede darse

el caso de que luego de haber instalado la unidad generadora en un alimentador, se sitúe un gran consumo industrial en el sector. Entonces, si el generador no hubiese ampliado los conductores para poder evacuar su energía, la empresa distribuidora habría tenido que hacerlo para poder abastecer este nuevo consumo. En este caso, el generador estaría pagando por un costo que corresponde a la empresa distribuidora. Por esta razón es muy importante legislar al respecto para evitar estas posibles subvenciones.

Por último se debe mencionar que el modelo debe considerar la comparación entre los costos de ampliación y pérdidas producidas por el alimentador sin un generador instalado en él y otro con el generador instalado. De esta forma el nuevo generador de energía renovable sólo remunera el costo de la ampliación producido por el aumento en la oferta de energía, dejando el costo de la expansión de la demanda a los consumidores. Así mismo cuando se instala más de un generador en un alimentador, la lógica de cálculo debe seguir la misma línea, calculando los costos del alimentador con y sin el nuevo generador instalado en él. Esto produce que los costos de instalación para los últimos generadores en llegar sea mayor, provocando incentivos para instalarse lo antes posible.

VII.2. Secuencia lógica de la metodología propuesta

La conexión de un generador de energía renovable a la red de una empresa distribuidora, puede producir grandes ahorros o costos extra a ésta, dependiendo principalmente de la relación entre la potencia instalada del generador y la potencia consumida en el alimentador, también denominada penetración de generación distribuida [Méndez, et al., 2002], [Brown, et al., 2001]. Las principales dificultades se producen en el nivel de distribución, ya que se asume que la energía inyectada por el generador de energía renovable es consumida en el mismo alimentador o en otra rama del transformador principal que abastece varios alimentadores. Por esta razón, el presente análisis sólo considera la ampliación de la red de distribución, asumiendo que la red de subtransmisión es capaz de evacuar la energía inyectada por un

generador conectado a la red de distribución o simplemente esta energía es consumida por los otros alimentadores adheridos al transformador principal.

Para evaluar los costos de la red, a continuación se propone una secuencia para realizar el estudio:

1. Calcular el valor presente de los costos de conductores óptimos para el alimentador antiguo (red presente hasta el momento del estudio).
2. Evaluar el voltaje de la red. En caso de no cumplir, maniobrar el TAP, instalar condensadores o un regulador de voltaje, hasta que cumpla.
3. Calcular valor presente de los costos de conductores óptimos para el nuevo alimentador, con generador instalado en ella.
4. Evaluar el voltaje en el alimentador. En caso de no cumplir, maniobrar el TAP, instalar condensadores o un regulador de voltaje, hasta que cumpla.
5. Calcular la diferencia de valor presente de los costos de la red con generador y la red sin generador instalado en ella.
6. Transformar diferencia de valor presente de los costos del alimentador, en una tarifa en unidades de [\$/MWh] a perpetuidad, incluyendo el costo de apalancamiento (préstamo del dinero en un banco).

En la Figura VII-1 se puede ver el diagrama de decisión para la metodología propuesta. En él se puede comprender de mejor forma la metodología propuesta.

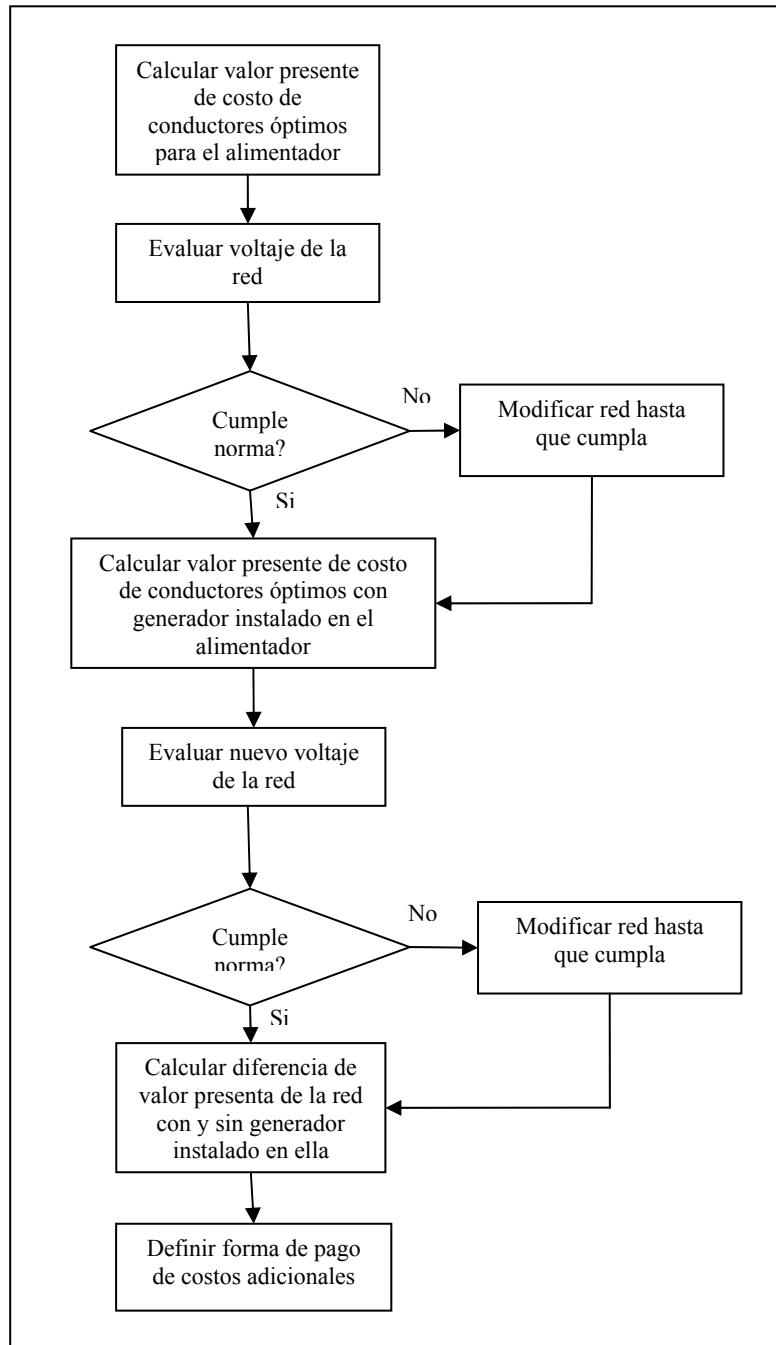


Figura VII-1: Diagrama de decisión para metodología propuesta

Esta secuencia está desarrollada para la instalación de sólo un generador en el alimentador. En la Sección VII.6. se puede ver la forma de aplicarlo a la instalación de más de un generador.

Por otro lado, se debe mencionar que el cálculo de conductores óptimos y niveles de voltaje serán explicados en los puntos posteriores. El monto que deberá remunerar el generador distribuido para conectarse a la red de distribución, estará definido por la diferencia entre el costo óptimo del alimentador con generador instalado y sin él. Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Costo}_{\text{Ampliación}} = \text{Costo nueva línea}_{\text{Con generador}} - \text{Costo línea actual}_{\text{Sin generador}} \quad (7.1)$$

De la ecuación se puede destacar que en el caso en que el costo de ampliación total es menor que cero, la empresa distribuidora debería pagar al generador este ahorro de costos, pero para incentivar las conexión de generadores por parte de la empresa distribuidora, se propone que esta no realice el pago, ya que además posteriormente este ahorro será cedido a los consumidores (ver Sección V.4.). Por otro lado, en el caso en que el costo de ampliación total es mayor que cero, éste deberá ser financiado por el generador.

Luego de obtener el diferencial de costos y agregándole el costo financiero, este costo puede ser expresado como un peaje por MWh inyectado. Esto se puede realizar de la siguiente forma:

$$C_c = \frac{\text{Anualidad de costos}}{\text{Energía generada promedio anual}} = \frac{\left(\frac{\text{Valor presente de costos}}{\frac{1}{d} (1 - (1 + d)^{-n})} \right)}{8760 \cdot P_G \cdot f_{\text{planta}}} \left[\frac{\$}{MWh} \right] \quad (7.2)$$

- C_c : Costo de conexión para el generador por unidad de energía entregada
- d : Tasa de descuento anual [10%]
- P_G : Potencia máxima entregada por generador distribuido [MW]
- f_{planta} : Factor de planta del generador
- n : Número de años en que se debe pagar la inversión de red

Si se requiere calcular el costo permanente de debería remunerar el nuevo generador instalado, se debe hacer tender n a infinito, y la fórmula queda de la siguiente manera:

$$C_c = \frac{d \cdot \text{Valor presente de costos}}{8760 \cdot P_G \cdot f_{\text{planta}}} \left[\frac{\$/MWh}{\text{MWh}} \right] \quad (7.3)$$

C_c : Costo de conexión para el generador por unidad de energía entregada
 d : Tasa de descuento anual [10%]
 P_G : Potencia máxima entregada por generador distribuido [MW]
 f_{planta} : Factor de planta del generador

De esta forma, utilizando la secuencia de cálculos propuesta, se puede obtener el costo por unidad de energía generada por el generador de energía renovable, siendo un costo claro y explícito para el generador. Esto le permitiría al inversionista hacer una evaluación de bajo costo de la conexión de su proyecto eléctrico. De la misma forma, la empresa distribuidora puede utilizar esta metodología para planear la expansión de su red de distribución.

VII.3. Metodología de selección de conductores óptimos para un alimentador

Para encontrar los conductores económicamente óptimos que satisfacen de mejor manera las necesidades del alimentador, primero se debe encontrar la forma de modelarlo de una manera sencilla y razonable sin afectar mayormente sus parámetros. Un modelo posible se puede observar en la Figura VII-2, donde las cargas de las ramas laterales del alimentador, son agrupadas en las barras de la rama principal. Una vez aplicada esta simplificación, el objetivo es obtener para un nivel de expansión de la demanda dado, el conductor óptimo que minimice las pérdidas y el costo de instalación para cada uno de los tramos entre consumos, considerando la energía inyectada por un generador de energía renovables. Las caídas de voltaje producidas por los conductores seleccionados, serán analizadas posteriormente.

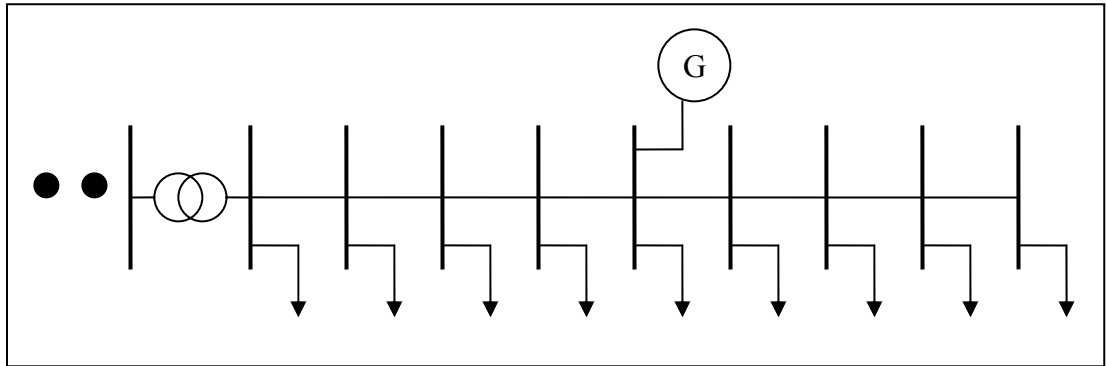


Figura VII-2: Modelo del alimentador

Se debe mencionar que dada la naturaleza cónica de los alimentadores rurales dónde se espera la mayor cantidad de instalación de generación con energías renovables en Chile, es previsible que previo a la conexión de un generador, el conductor óptimo para el alimentador sea de mayor capacidad al inicio del alimentador y de menor capacidad en el otro extremo.

En la Figura VII-3 se pueden ver las diferencias de flujos de potencia entre el alimentador con y sin generación instalada en él.

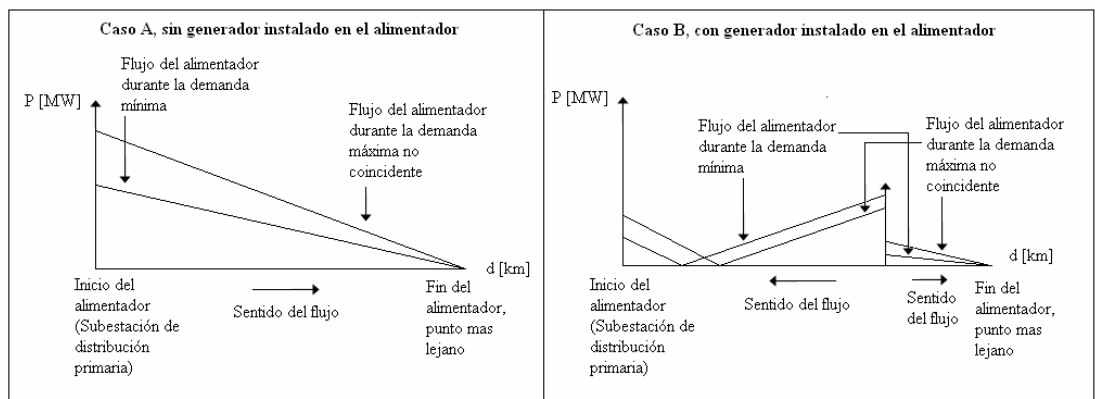


Figura VII-3: Flujos en el alimentador

Cómo se puede ver en la Figura VII-3 cuando existe un generador instalado en el alimentador, el flujo máximo en el tramo entre el punto cero¹¹ [Willis, 2000] y el generador se produce durante el período en que la demanda es mínima, a diferencia del alimentador sin generación instalada en él, donde el flujo máximo en todo el alimentador se produce durante el periodo de demanda máxima. Esta consideración es especialmente importante en el momento de calcular la caída de voltaje que se produce en el alimentador, ya que ésta es máxima cuando el flujo de potencia por el alimentador también lo es.

En la Figura VII-4 se puede ver el sentido de los flujos y los puntos con niveles de voltaje máximos y mínimos en el alimentador.

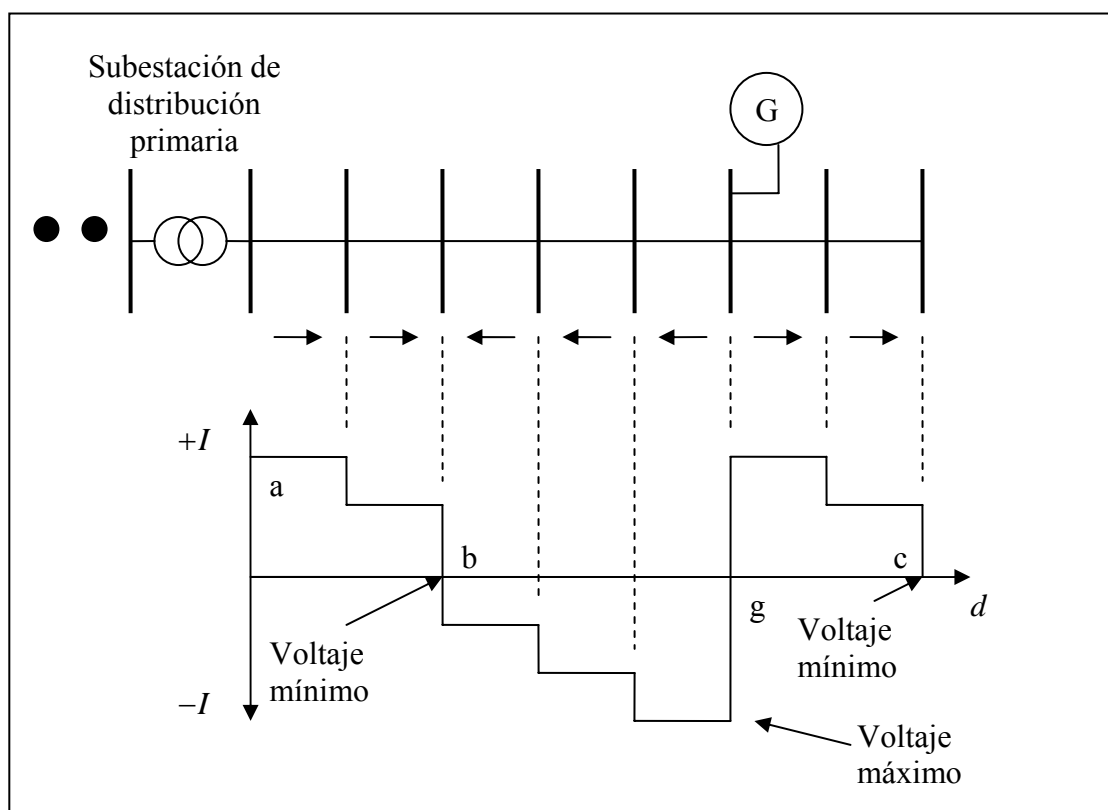


Figura VII-4: Caída de voltaje en la línea

¹¹ Esta definición hace referencia al punto del alimentador dónde se produce el cruce del flujo de potencia proveniente del sistema de subtransmisión y el flujo de potencia inyectado por el generador.

Ahora, para encontrar el conjunto de conductores óptimos para el alimentador, se evaluará individualmente cada uno de los tramos entre consumos, buscando el conductor óptimo que lo puede interconectar.

Al respecto se debe mencionar que cada conductor tiene una función única de costos que depende del costo de inversión del conductor, el costo de operación y mantenimiento del conductor, y el costo de pérdidas de energía y potencia de éste [Mandal, et al. 2002]. De esta manera, el valor económico de la instalación del conductor se evalúa calculando el valor presente de los costos antes mencionados, durante su vida útil.

Para realizar la evaluación de los conductores, primero se debe determinar la corriente circulante por el tramo analizado. Para esto se debe estimar la curva de duración del flujo por el tramo, considerando la generación y los consumos presentes en el alimentador en cada hora del año. La curva de duración de generación y consumo puede representarse de una forma discreta simplificada, como se puede ver en la Tabla VII-1.

Tabla VII-1: Estados posibles de generación y consumos

Estado	Probabilidad de ocurrencia [%]
Generación máxima	74,3
Generación mínima	24,6
Mantenimiento	1,1

Estado	Probabilidad de ocurrencia [%]
Consumo máximo	40
Consumo mínimo	60

En la Figura VII-5 se puede ver una simplificación posible (en estados de operación discretos) de la curva de duración de los consumos y la generación en un alimentador.

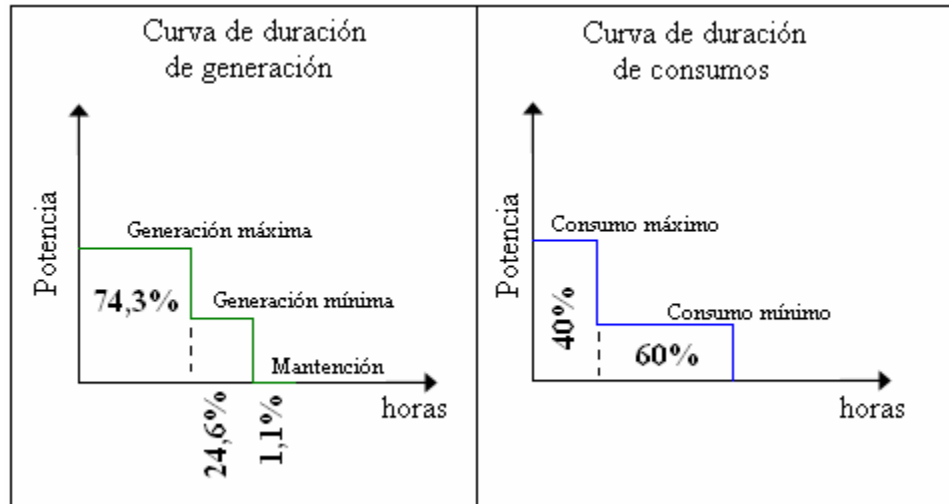


Figura VII-5: Curvas de duración

Luego se consideran como eventos independientes los estados de generación y consumo, y se estiman las combinaciones horarias posibles entre ellos, considerando las probabilidades de ocurrencia de cada uno de estos. Para esto se realiza un sorteo de Montecarlo para cada hora del año, considerando la probabilidad de que ocurra cada estado de generación o consumo. Así para cada hora, se obtiene una estimación del flujo de potencia para el tramo analizado. Es decir, para la hora i , primero se sortea un número con probabilidad uniforme, de manera de seleccionar el estado del generador. Luego se hace lo mismo con los consumos. Finalmente usando el resultado de los sorteos realizados, se puede obtener la potencia horaria circulante por cada tramo, dependiendo del sector en que se encuentre. Los tramos están referidos según el esquema presentado en la Figura VII-4.

$$P_i^h = \begin{cases} i \text{ entre } a \text{ y } g & \sum_{j=i}^n [P_j^{e_c}] - P_G^{e_G} \\ i \text{ entre } g \text{ y } c & \sum_{j=i}^n [P_j^{e_c}] \end{cases} \quad (7.4)$$

P_i^h : Flujo de potencia en tramo i en la hora h [W]

$P_j^{e_c}$: Potencia consumida en la barra j en el estado e_c , seleccionado por un sorteo de Montecarlo [W]

$P_G^{e_G}$: Potencia generada en el alimentador en el estado e_G seleccionado por un sorteo de Montecarlo [W]
 n : Número total de barras

De esta manera, en la ecuación 7.5 se puede ver la corriente circulante en la hora h por el tramo en análisis.

$$I_i^h = \frac{P_i^h}{\sqrt{3} \cdot V \cdot fp} \quad (7.5)$$

I_i^h : Corriente por fase circulante por el tramo i [A]
 P_i^h : Flujo de potencia trifásico en tramo i en la hora h [W]
 V : Voltaje fase – fase [V]
 fp : Factor de potencia

Así mismo, una vez obtenida la corriente circulante por cada tramo, podemos ver que las pérdidas anuales se pueden aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$Perd_i = 3 \cdot I_i^2 \cdot R_i \cdot \Delta t = \frac{3 \cdot R_i \cdot \sum_{h=1}^{8760} [I_i^h]^2}{10^3} [kWh] \quad (7.6)$$

R_i : Resistencia total del conductor probado en tramo i [Ω]
 I_i : Corriente monofásica en tramo i [A]
 $Perd_i$: Pérdidas en tramo i [kWh]

Dado que el valor de pérdidas es calculado para cada año y luego se encuentra el valor presente de esos costos anuales, se debe mencionar que el valor presente de un ingreso de \$M/año, por un período de n años y una tasa de descuento de $d\%$, puede ser determinado, multiplicando el ingreso por FR_1 , donde:

$$FR_1 = \frac{1}{d} \left[1 - \frac{1}{(1+d)^n} \right] \quad (7.7)$$

Además, si el ingreso crece con una tasa de $j\%$, se tiene que el factor para calcular el valor presente FR_2 queda definido de la siguiente manera:

$$FR_2 = \frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+d}\right)^n}{d-j} \quad (7.8)$$

También se sabe que si la demanda crece un $m\%$ anual y además las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la demanda, entonces se tiene que:

$$j = (1+m)^2 - 1 = 2 \cdot m + m^2 \quad (7.9)$$

Entonces el factor FR_3 queda de la siguiente forma:

$$FR_3 = \frac{1 - \left(\frac{1 + (2 \cdot m + m^2)}{1+d}\right)^n}{d - (2 \cdot m + m^2)} \quad (7.10)$$

De esta forma, con los datos mencionados anteriormente, se puede decir que el valor presente de la instalación de un conductor en un tramo i (enumerado desde la barra a hasta la barra c) del alimentador debe ser dividida en 2 tramos. Así, el valor presente de costos entre las barras a y g es:

$$VP_i^{\text{costo}} = C_i^{\text{inst}} + FR_1 \cdot C_i^{\text{O\&M}} + \frac{3 \cdot R_i \cdot c}{(\sqrt{3} \cdot V \cdot fp)^2 \cdot 10^3} \cdot \sum_{h=1}^{8760} \left[FR_3 \cdot \left(\sum_{j=i}^n [P_j^{h_{ec}}] \right)^2 - 2 \cdot P_G^{h_{eg}} \cdot FR_2 \cdot \sum_{j=i}^n [P_j^{h_{ec}}] + FR_1 \cdot \left(P_G^{h_{eg}} \right)^2 \right] [\text{\$}] \quad (7.11)$$

Y el valor presente de los costos entre las barras g y c es:

$$VP_i^{\text{costo}} = C_i^{\text{inst}} + FR_1 \cdot C_i^{\text{O\&M}} + \frac{3 \cdot R_i \cdot c}{(\sqrt{3} \cdot V \cdot fp)^2 \cdot 10^3} \cdot \sum_{h=1}^{8760} \left[FR_3 \cdot \left(\sum_{j=i}^n [P_j^h] \right)^2 \right] [\text{\$}] \quad (7.12)$$

Donde,

- C_i^{inst} : Costo del conductor para el tramo i [CL\$]
 $C_i^{O\&M}$: Costo de operación y mantenimiento del tramo i [CL\$]
 R_i : Resistencia total del conductor para el tramo i [Ω]
 P_j^{hec} : Potencia consumida en la barra j en la hora h, seleccionando el estado e_c mediante un sorteo de Montecarlo [W]
 P_G^{heg} : Potencia generada en el alimentador en la hora h, seleccionando el estado e_g mediante un sorteo de Montecarlo [W]
V : Voltaje fase – fase [V]
fp : Factor de potencia
c : Costo monómico de compra de la energía para abastecer las pérdidas [CL\$/kWh]
d : Tasa de descuento [10%]
m : Tasa de crecimiento de la demanda

Entonces, utilizando la formulación anterior, se debe calcular para cada tramo el costo de tener instalado cada uno de los conductores analizados, y así seleccionar el más económico. En la ecuación 7.13 se puede ver una descripción matemática de esto.

$$CCS_i = \text{Min} \{ VP_i^{\text{Cond}_1}, VP_i^{\text{Cond}_2}, \dots, VP_i^{\text{Cond}_N} \} \quad (7.13)$$

CCS_i : Costo de conductor seleccionado para tramo i

$VP_i^{\text{Cond}_j}$: Valor presente de los costos del conductor j, instalado en el tramo i [CL\$]

Por otro lado, para algunos niveles de potencia de generación instalada existe la necesidad de ampliar el transformador del alimentador. En este caso, el nuevo generador debe pagar por el adelanto de la inversión en la instalación del transformador. Para ello, se propone asumir que la empresa distribuidora planifica sus transformadores a 15 años plazo aproximadamente. En base a esto se selecciona aquel transformador que debe adelantar su instalación y se calcula el valor presente de costos que tendría la empresa en caso de no adelantar esta inversión. De esto se puede resaltar que en el caso de necesitar instalar un transformador que debería

instalarse en 30 años más, se debe incluir en el cálculo el costo de haber cambiado un transformador a los 15 años de operación. Luego el generador debe pagar la diferencia entre el costo de la instalación actual y el valor presente de costos de la empresa distribuidora, descontando debidamente el costo de venta de los transformadores instalados. Es decir:

$$\text{Pag}_{\text{transf}}^{\text{gen}} = C_{\text{inst}}^{\text{transf}} - \text{VP}_{\text{costos}}^{\text{distr}} - \text{VP}_{\text{vta}}^{\text{transf}} \quad (7.14)$$

$\text{Pag}_{\text{transf}}^{\text{gen}}$: Pago que debe realizar el generador a la empresa distribuidora para ampliar el transformador del alimentador [CL\$]

$C_{\text{inst}}^{\text{transf}}$: Costo de compra e instalación del nuevo transformador [CL\$]

$\text{VP}_{\text{costos}}^{\text{distr}}$: Valor presente de los costos que tendría la empresa distribuidora en caso de no ampliar el transformador [CL\$]

$\text{VP}_{\text{vta}}^{\text{transf}}$: Valor presente del ingreso por venta del transformador instalado previamente [CL\$]

De esta forma el valor presente de costos por concepto de ampliación de conductores y transformador queda definido por la siguiente ecuación:

$$\text{VP}_{\text{tot}}^{\text{costo}} = \sum_{i=1}^n \text{CCS}_i + \text{Pag}_{\text{transf}}^{\text{gen}} \quad (7.15)$$

$\text{VP}_{\text{tot}}^{\text{costo}}$: Pago que debe realizar el generador a la empresa distribuidora para conectarse a la red de distribución (por concepto de ampliación de conductores y ampliación de transformador) [CL\$].

CCS_i : Costo de conductor seleccionado para tramo i

n : Número de tramos del alimentador

$\text{Pag}_{\text{transf}}^{\text{gen}}$: Pago que debe realizar el generador a la empresa distribuidora para ampliar el transformador del alimentador [CL\$]

Finalmente se debe señalar que dada la simpleza de los cálculos, la aplicación de esta formulación no representa un mayor costo computacional, especialmente comparado con la aplicación de un cálculo de flujo de potencia.

VII.4. Uso de conductores recubiertos

En algunos tramos de un alimentador, podría ser conveniente emplear conductores recubiertos para evitar desconexiones del generador producto de cortocircuitos en la línea. El uso de este tipo de conductores, puede ser particularmente beneficioso en sectores con una alta densidad de árboles, dónde las caídas de ramas produce cortocircuitos en el alimentador, con tiempos de despeje de falla considerablemente largos.

Para incluir este argumento en los cálculos de conductores óptimos, se propone incluir en el valor presente de costo de conductores, la esperanza del costo de falla de cada tramo, es decir la multiplicación del costo de falla de un tramo, por la probabilidad de ocurrencia de esta situación. La ecuación 7.16 describe esto. Se debe mencionar, que este costo no debe ser considerado dentro de los costos de pérdida del alimentador, sino que sólo como restricción para seleccionar el conductor.

$$E(CF_i) = \text{Prob}_{falla}^i \cdot \text{Costo}_{falla}^i \quad (7.16)$$

CF_i : Costo de falla del tramo i [CL\$]

Prob_{falla}^i : Probabilidad de ocurrencia de una falla en el tramo i

Costo_{falla}^i : Costo de falla [CL\$]

El costo de falla está dado por la multiplicación entre el tiempo de despeje de la falla y el precio de venta de la energía del generador.

Respecto de la probabilidad de ocurrencia de falla se puede mencionar que en algunas ocasiones, el choque de aves de gran tamaño con las líneas o el cruzamiento de fases producido por ráfagas de viento a gran velocidad, también produce desconexión de alimentadores rurales, que pueden ser evitados mediante el uso de conductores recubiertos. La probabilidad de ocurrencia de una desconexión por este motivo, es considerablemente inferior al de sectores con una gran cantidad de árboles, pero en algunas localidades puede ser factible de plantear.

Otro beneficio considerable del uso de conductores recubiertos, es la disminución de pérdidas producida debido al quiebre de aisladores (Los aisladores se quiebran, producto de oscilaciones transversales de los conductores en periodos de viento a gran velocidad, perdiendo su capacidad de aislación). Normalmente la empresa distribuidora debe realizar recorridos rutinarios por las líneas para comprobar la calidad de los aisladores, lo que sería disminuido notablemente con el uso de conductores recubiertos.

Por último se debe mencionar que el uso de conductores recubiertos sólo en algunos tramos de una línea, puede tener resultados contraproducentes. La empresa distribuidora tendría incentivos para realizar revisiones de la línea con menor frecuencia, produciéndose fallas en otros sectores, que previo a la instalación de este tipo de conductores se habrían detectado en los recorridos periódicos. Es importante considerar este punto a la hora de planificar la implementación de conductores recubiertos.

VII.5. Estimación y corrección del nivel de tensión del alimentador

El voltaje en un alimentador radial, sin generación conectada a él, puede disminuir considerablemente entre un extremo y otro. Esto ocurre debido a las impedancias de línea y de carga. Por otro lado, cuando el alimentador cuenta con un generador instalado en él, el voltaje puede elevarse de manera considerable [Masters, 2002]. Esto ocurre debido a que en algunos casos, la potencia inyectada por el generador no es capaz de ser evacuada sin producir un alza de voltaje en el alimentador.

La Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión [LCL 4, 2005] establece que el alza máxima de voltaje permitido, corresponde a un 6% sobre el nivel de tensión nominal del alimentador. Por esta razón, en la presente tesis se evalúan cuatro metodologías para el control de la tensión en el alimentador. Estas son: manipulación del TAP del transformador del alimentador, instalación de bancos de condensadores, instalación de un regulador de tensión y ampliación de los conductores del alimentador.

Al respecto se debe explicar que previo a la evaluación de la aplicación de alguna de las tecnologías mencionadas, se deben revisar los equipos de regulación de tensión con que cuenta el alimentador. Luego, se estudia el comportamiento de la red con los equipos de regulación de tensión existentes. En caso de necesitar regulación de tensión mayor, se pueden incorporar más tecnologías de las ya existentes u otras tecnologías [Choi, et al., 2001].

A continuación se presenta una metodología para estimar la caída de voltaje en el alimentador y luego se explica detalladamente un conjunto de maneras de corregir el voltaje.

VII.5.1. Estimación del nivel de voltaje a lo largo de un alimentador

Para estimar la caída de voltaje en un alimentador, se modela el sistema por secciones, como se puede ver en la Figura VII-4.

La corriente de cada tramo, correspondiente al tendido eléctrico existente entre dos consumos, según se vio anteriormente, se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$I_i = \begin{cases} \text{i entre a y g} & \frac{\sum_{j=i}^n [P_j] - P_G}{\sqrt{3} \cdot V \cdot fp} \\ \text{i entre g y c} & \frac{\sum_{j=i}^n P_j}{\sqrt{3} \cdot V \cdot fp} \end{cases} \quad (7.17)$$

I_i : Corriente monofásica circulante por el tramo i [A]

P_j : Potencia consumida en la barra j [W]

P_G : Potencia generada [W]

V : Voltaje fase – fase [V]

fp : Factor de potencia

n : Número total barras

De esta manera se puede obtener la caída de voltaje de cada tramo utilizando la siguiente expresión [Gönen, 1986]:

$$\Delta V_i = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot (R_i \cdot \cos \theta + x_i \cdot \sin \theta) \cdot d_i}{V_{\max}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (7.18)$$

- V : Voltaje fase – fase [V]
- R_i : Resistencia del conductor i por km [Ω /km]
- x_i : Reactancia inductiva del conductor i [Ω /km]
- I_i : Corriente monofásica circulante por tramo analizado [A]
- ΔV_i : Porcentaje de caída de voltaje en el tramo i [%]
- Cos θ : Factor de potencia del sistema
- d_i : Largo del tramo i [km]

El desarrollo de esta ecuación se puede ver en el Anexo C.

Como se puede observar en la Figura VII-4 en el punto b y en el extremo del alimentador se presentan las menores tensiones, y en el punto g, dónde se instala el generador se observa la máxima tensión. Por esta razón, se debe examinar especialmente la caída de voltaje existente en estos puntos, para que en caso de ser necesario se realicen las acciones que permitan mantener el voltaje en los niveles requeridos. Además se debe mencionar que el análisis de caídas de voltajes debe ser efectuado para los casos extremos de operación del alimentador, para poder comprobar la capacidad del diseño propuesto, de mantener el voltaje dentro de los niveles requeridos. Es decir, se debe comprobar la capacidad del alimentador de mantener el voltaje dentro de los niveles exigidos, durante el momento de demanda máxima y mínima.

VII.5.2. Modificación del TAP del transformador

Un transformador está diseñado para producir un cambio en el nivel de voltaje entrante al aparato, pudiendo aumentarlo o disminuirlo, dependiendo de la relación entre el número de vueltas del lado de entrada y salida del transformador. El TAP permite realizar un ajuste fino de la relación del número de vueltas del transformador,

permitiendo así controlar el voltaje. En algunos transformadores este proceso se realiza en forma manual, y en otros en forma automática. La ventaja de los transformadores que realizan el cambio de TAP en forma automática, es que pueden mantener el voltaje de un alimentador en un rango más o menos constante, a pesar de encontrar variaciones en la carga.

Entonces dado que al modificar el TAP se puede acceder al voltaje máximo para redes de media tensión exigido por la norma técnica respectiva, equivalente a un 6% sobre el nivel nominal del alimentador en zonas no rurales, se tiene que la caída máxima de tensión permitida en un alimentador se puede calcular de la siguiente manera:

$$\left. \begin{array}{l} V_{\max} = V_{\text{nom}} \cdot 1,06 \\ V_{\min} = V_{\text{nom}} \cdot 0,94 \end{array} \right\} V_{\max} \cdot x = V_{\min} \rightarrow x = \frac{V_{\min}}{V_{\max}} = 0,8868 \quad (7.19)$$

$$\rightarrow \Delta V_{\max}^{\text{caída}} = 1 - x = 0,1132$$

De la misma forma, el alza de voltaje máximo para un alimentador no rural es:

$$\left. \begin{array}{l} V_{\max} = V_{\text{nom}} \cdot 1,06 \\ V_{\min} = V_{\text{nom}} \cdot 0,94 \end{array} \right\} V_{\min} \cdot x = V_{\max} \rightarrow x = \frac{V_{\max}}{V_{\min}} = 1,1277 \quad (7.20)$$

$$\rightarrow \Delta V_{\max}^{\text{alza}} = x - 1 = 0,1277$$

De esta manera, se puede decir que luego de modificar el TAP del transformador, la máxima caída de voltaje permitida es de un 11,32%. Por otro lado, la máxima alza de voltaje corresponde a un 12,77%.

Estos márgenes sólo se pueden alcanzar si el transformador cuenta con un cambiador de TAP automático. En caso contrario, habría que realizar los cálculos manteniendo los niveles máximos y mínimos de voltaje, dentro del rango $\pm 6\%$ exigido. Probablemente en algunos casos dónde existe un transformador principal de subestación con cambiador de TAP manual, puede ser conveniente evaluar el costo de cambiar el transformador, por uno con cambiador de TAP automático, versus el

costo de mantener el nivel de voltaje dentro del rango $\pm 6\%$ (costo bastante mayor debido a las mayores dimensiones de los conductores).

VII.5.3. Instalación de condensadores en paralelo

Los condensadores en paralelo, tienen la capacidad de modificar la característica principal de una carga inductiva, inyectando una corriente en adelanto al sistema, lo que contrarresta la corriente en atraso producida por las cargas inductivas.

Los condensadores idealmente deben ser ubicados junto a cada una de las cargas inductivas del sistema en análisis. Dado que esto no es prácticamente posible para una empresa distribuidora, algunos autores proponen su instalación en lugar estratégicos del alimentador. De esta forma, dado que los consumos son mayores en el inicio del alimentador y menores en el extremo (conductores cónicos), el conjunto de condensadores debe estar ubicado en la mitad del alimentador [Gönen, 1986].

Después de asignar la ubicación para los condensadores, se debe calcular su capacidad considerando el alza de voltaje requerido. Para esto se utiliza la siguiente expresión [Gönen, 1986]:

$$Q_{C,3f} = \frac{V^2 \cdot [\%AV]}{x \cdot dist} \quad [\text{VAr}] \quad (7.21)$$

V : Voltaje fase – fase [V]

$Q_{C,3f}$: Potencia reactiva trifásica [VAr]

$\%AV$: Alza de voltaje necesaria en el alimentador [%]

x : Reactancia inductiva del alimentador en [Ω/km]

dist : Largo total del alimentador [km]

El desarrollo de esta ecuación se puede ver en el Anexo D.

VII.5.4. Instalación de reguladores de voltaje

Un regulador de voltaje es un autotransformador con un cambiador de TAP bajo carga y es capaz de regular el voltaje en un rango de $\pm 10\%$, en una línea de distribución.

De esta forma, el esquema ideal para controlar el voltaje en un alimentador de una línea de distribución es la composición entre la instalación de condensadores en paralelo y reguladores de voltaje.

VII.5.5. Aumento de sección de conductores

En algunos casos las desviaciones de voltaje no son sorteables mediante las metodologías anteriormente expuestas. En estos casos la solución posible es el aumento de la sección del conductor del alimentador. Para ello, se propone ampliar la sección de los conductores en forma proporcional a la multiplicación del flujo de corriente por la distancia de cada tramo. Es decir el alza de voltaje de cada tramo estará restringida por:

$$\%AV_i^{\max} = \frac{I_i \cdot dist_i}{\sum_{j=1}^n I_j \cdot dist_j} \cdot \alpha \quad (7.22)$$

- $\%AV_i^{\max}$: Alza de voltaje máxima para cada tramo i [%]
- I_i : Corriente circulante por el tramo i [A]
- $dist_i$: Largo del tramo i [km]
- n : Número de tramos del alimentador (n° de barras - 1)
- α : Parámetro de ajuste

El parámetro α se calcula mediante la comprobación del nivel de caída de voltaje en el alimentador. Es decir, primero se prueba con un α dado que produzca un alza de voltaje mayor a la permitida en el alimentador. Luego se disminuye el valor de α y se verifica el alza de voltaje en el alimentador. Una vez alcanzado el nivel de voltaje requerido se termina de iterar. Con esta metodología se puede encontrar un set de

conductores factibles que cumplen con mantener el nivel de voltaje del alimentador, no siendo necesariamente la solución óptima.

VII.6. Instalación de más de un generador en el alimentador y crecimiento de la demanda por sobre el nivel estudiado

Como se mencionó en los supuestos básicos de la metodología de expansión de un alimentador radial en la Sección VII.1. , existe la posibilidad de que la tasa de crecimiento esperada de consumos sea inferior a la tasa crecimiento real que ocurra en el futuro en el alimentador, es decir puede suceder que después de haber instalado el generador, se instale en las cercanías un gran consumo industrial que aproveche la expansión del generador para abastecerse. Esto si no se corrige, produciría una subvención por parte del generador hacia la empresa distribuidora, ya que la expansión real del sistema habría sido mayor a la considerada, en caso de no instalar el generador.

Para solucionar esto, se propone hacer una revisión de los costos de expansión del alimentador cuando alguna de las partes lo estime necesario (generador o empresa distribuidora). En caso de que el resultado del estudio sea favorable para alguna de las partes, este costo sería financiado por ambos, en caso contrario, la parte solicitante debería pagarlo. En ambos casos la empresa distribuidora debe aportar todos los datos necesarios para realizar los cálculos.

Por otro lado, puede darse la situación en que se instala más de un generador en un alimentador. En este caso la forma de pago de las expansiones necesarias, debe ser en orden de llegada. Es decir, cada generador debe pagar por la ampliación necesaria al momento de su llegada. Esto es así, ya que se asume que el sistema se encuentra al límite con la generación instalada y la instalación de un nuevo generador debe requerir una nueva expansión, y no existe razón alguna para que los generadores ya instalados compartan los costos o beneficios de la nueva expansión. Esto beneficia a los generadores que llevan la iniciativa, ya que la expansión de un alimentador que ya ha sido ampliado alguna vez, puede resultar más caro.

La estimación de la curva de duración de cada tramo, cuando existe más de un generador instalado en el alimentador, puede ser calculada de la misma manera en que se realiza en el caso de un solo generador. Se crea una curva de carga discreta para cada unidad generadora, dándole una probabilidad de ocurrencia a cada uno de los estados. Luego dado que la ocurrencia de un estado en un generador es independiente de la probabilidad de ocurrencia de un estado en otro generador, se realiza un sorteo de Montecarlo para cada hora del año y para cada unidad generadora. Con esto se puede estimar el flujo de potencia promedio anual por la línea, para continuar aplicando la metodología descrita en la Sección VII.3.

De la misma forma, si dos generadores quisieran conectarse al mismo tiempo al sistema de distribución, la contribución en el costo de expansión de un alimentador, debería prorratearse según la potencia instalada del nuevo generador. Esto se debe a que la potencia máxima circulante, que obliga la instalación de un cierto tipo de conductor, depende directamente de la máxima potencia inyectable por cada generador.

Así finalmente se puede mencionar que el cálculo de la expansión del alimentador, no se ve mayoritariamente dificultado con la entrada de un nuevo generador.

VIII. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

A continuación se presenta el análisis de costos de instalación e ingresos de un generador tipo, conectado a un alimentador rural radial de una empresa distribuidora. Esta aplicación se basa en la realidad típica de la distribución radial, rural y cónica, en la zona sur de Chile. Mediante la metodología descrita en la Sección VII.2. se seleccionará el conjunto de conductores que minimizan el costo de ampliación de la red para la conexión de diferentes potencias de un generador de energía renovable. Luego se definirá el generador más apropiado para instalar en el alimentador.

VIII.1. Estado del alimentador antes de la instalación del generador

El generador hidráulico tipo en estudio se encuentra en un lugar considerablemente alejado de los centros de consumo, ubicándose en el extremo del alimentador a 75,2 km de la subestación de distribución primaria más cercana. Además se puede decir que el alimentador al cuál se pretende conectar el generador tuvo un consumo medio de 1,05MW con un factor de potencia de 0,98 durante el año 2006. En el Anexo A se pueden ver los consumos máximos por barra del modelo simplificado de alimentador.

Tabla VIII-1: Conductores originales de la red de distribución

Conductor original	[metros]
Cable Al. AAAC # 1/0 AWG Azusa	47.926
Alambre de cobre # 4 AWG	2.339
Alambre de cobre # 6 AWG	1.607
Alambre de cobre # 4 AWG	1.627
Alambre de cobre # 5 AWG	9.768
Alambre de cobre # 6 AWG	11.996

En la Tabla VIII-1 se pueden observar los conductores instalados en la red, previos a la conexión del generador de energía renovable.

Se debe mencionar que este alimentador está instalado sobre praderas agrícolas y bordes de caminos rurales, por lo que su trazado no presenta altas concentraciones arbóreas. El análisis de instalación de conductores recubiertos, se realiza con la

probabilidad de ocurrencia de un cortocircuito producido por el choque de un ave con la líneas, un traslape de conductores en periodos de viento con gran velocidad o un quiebre de aislador. La probabilidad de ocurrencia de una falla de este tipo en este alimentador, se estima en 4 fallas por año y el tiempo de despeje promedio es de 3,5 horas para áreas rurales.

De esta forma, la probabilidad horaria de ocurrencia de una falla evitable mediante el uso de conductores recubiertos, se puede ver en 8.1.

$$\text{Prob}_{falla} = \frac{4}{8760} \cdot 100 = 0,05\% \quad (8.1)$$

Ahora se puede encontrar la esperanza del costo de falla por kilómetro para el alimentador.

$$E(CF) = \frac{(\text{Prob}_{falla} \cdot 8760) \cdot T_{despeje} \cdot (\text{Pot}_{inst} \cdot fp \cdot p_E)}{L_{alim}} \quad [\text{CL\$}/\text{km}/\text{año}] \quad (8.2)$$

CF : Costo de falla [CL\$]

Prob_{falla} : Probabilidad de falla

Pot_{inst} : Potencia instalada [CL\$]

fp : Factor de planta [CL\$]

p_E : Precio de la energía [CL\$]

T_{despeje} : Tiempo de despeje de la falla [horas]

L_{alim} : Longitud del alimentador [km]

Luego la ecuación 8.2 muestra el costo extra por kilómetro que tendría un conductor descubierto respecto a un conductor recubierto. Esta fórmula se introduce en la metodología para encontrar el conjunto de conductores más económicos descrita en la Sección VII.3. , cuidando de usarla sólo como restricción, para no incluirla dentro de los costos de operación del conductor.

Tabla VIII-2: Supuestos de la evaluación de la red

Supuestos del proyecto	
N° de unidades generadoras	1
Potencial	Desde 0,2MW hasta 6MW
Supuestos de conexión	
Red de conexión	Distribución
Potencia de trafo en alimentador	3MW con regulador automático de tensión
Nivel de tensión de conexión	23kV
Distancia eléctrica a subestación de distribución más cercana	75 Km
Consumo máximo actual del alimentador	2,1 MW
Factor de expansión de la demanda	3,5%
Precio de venta de conductor desechado	30% Valor conductor nuevo
Supuestos de costo	
Precio monómico equivalente (Costo de compra de pérdidas)	36 CL\$/MWh
Costo de condensadores instalados	30.000 CL\$/kVAr
Supuestos económicos del proyecto	
Tasa de descuento	10%
Horizonte de estudio	30 años
Valor residual	0

En la Tabla VIII-2 se pueden ver los supuestos utilizados para realizar la evaluación del costo de expansión de la red, producto de la conexión de un generador de energía renovable en ella. Se puede destacar que el factor de carga utilizado es de 0,5, el horizonte de estudio es de 30 años, la tasa de crecimiento de la demanda de 3,5% anual y el valor residual de conductores igual a cero. Además se considera un costo de pérdidas igual a 36CL\$/MWh (precio de nudo monómico), producto de la compra de energía por parte de la empresa distribuidora para abastecer las pérdidas. También se puede mencionar que el factor de coincidencia, calculado mediante la división entre la demanda máxima coincidente y no coincidente es 0,65. Asimismo los conductores que son desechados (conductores que estaban instalados inicialmente y que deben ser reemplazados), se tasan con un precio de venta equivalente al 30% el precio de compra del conductor nuevo. Los precios de conductores fueron extraídos de la página web de la empresa Alcan Inc. (www.alcan.com). Para realizar los cálculos, al precio publicado se le recargó un 15% por transporte e internación a

Chile, más CL\$400.000/km por el costo de instalación monofásica del mismo. En el Anexo B se pueden ver las características y precios en fábrica de los conductores evaluados.

Se debe señalar que el costo de cambio de conductores, no contempla la instalación ni reemplazo de postes o aisladores, ya que el diámetro de los conductores analizados no varía considerablemente. Estos costos, al igual que los costos de operación y mantenimiento, se consideran iguales para el caso con y sin generador, por lo que no son necesarios de incluir en los cálculos.

Dado que el transformador principal del alimentador cuenta con un cambiador de TAP automático, los niveles máximos de alza y caída de voltaje corresponden a 12,77% y 11,32% respectivamente según se cálculo anteriormente.

Así mismo, después de realizar algunas simulaciones se observó que la caída de voltaje puede ser aún mayor a la mencionada, por lo que se debe incrementar la tensión, y la forma más económica de hacerlo es instalando condensadores hasta que el factor de potencia sea muy cercano a 1. Por esta razón los cálculos fueron realizados mediante el supuesto de que el factor de potencia en todos los escenarios es 0,98 y por lo tanto éste costo debe ser incurrido por la empresa distribuidora con o sin generador instalado. En el Anexo E se puede ver el costo de instalar condensadores en la red para los años en evaluación.

Luego de nuevas simulaciones, se vio que el voltaje en el alimentador cae de manera significativa, incluso después de haber instalado condensadores para compensar los reactivos. Por esta razón se debe instalar un conjunto de reguladores de voltaje para revertir esta caída. Para el caso del alimentador sin generador y sin optimizar, en el año 5 se requiere instalar un set de reguladores de voltaje. El valor de un set de reguladores de voltaje trifásico de 1,8MW, alcanza los CL\$52 millones, según una cotización realizada a un distribuidor local de estos elementos.

Se debe señalar que los porcentajes de las curvas de duración discretas simplificada de generación y consumo utilizadas, son los mismos exhibidas en la Figura VII-5.

De esta manera, el valor presente de costos de pérdidas que tendría la empresa distribuidora para el periodo señalado en el caso de no realizar ninguna expansión de la red sería de CL\$635 millones incluyendo el valor presente de la instalación de los reguladores de voltaje necesarios en el año 5. Este costo es muy alto, por lo que la empresa distribuidora debería realizar un cambio de conductores en caso de no conectar un generador de energía renovable al alimentador.

Ahora se puede calcular el valor presente de los costos que tendría una red óptima, es decir con el mínimo costo por instalación y pérdidas de energía posible. Este valor será usado posteriormente para comparar el costo de la red con generador y sin generador instalado. Los conductores óptimos seleccionados se pueden ver en el Anexo F. Al respecto se debe mencionar que para la elección de conductores óptimos, se consideró que el costo de instalación y compra de los conductores instalados hasta el momento de la evaluación del proyecto, es igual a cero. También se despreciaron los costos mantención y operación de la línea, ya que se consideran iguales para cualquier conductor instalado.

Tabla VIII-3: Valor presente de costo de red actual optimizada

Costo VP pérdidas [CL\$]	VP de costo de reguladores de voltaje [CL\$]	Costo nuevos conductores [CL\$]	VP costo total de la red [CL\$]
267.691.710	29.352.644	4.463.205	301.507.560

En la Tabla VIII-3 se puede observar el valor presente del costo que tendría la ampliación óptima de la red sin un generador de energía renovable conectado a ella. Cómo se puede ver, el costo es considerablemente inferior al de la red actual.

VIII.2. Situación del alimentador incluyendo generador de distintas potencias

Luego de haber realizado la optimización del alimentador sin generación instalada en él, se procede a conectar diferentes potencias de generadores, buscando el conjunto de conductores que producen el mínimo costo de expansión de la red para cada uno de ellos. De esta forma, posteriormente se podrá encontrar la potencia de instalación más conveniente para el inversionista. En la Figura VIII-1 se puede ver la ubicación del generador en el alimentador estudiado.

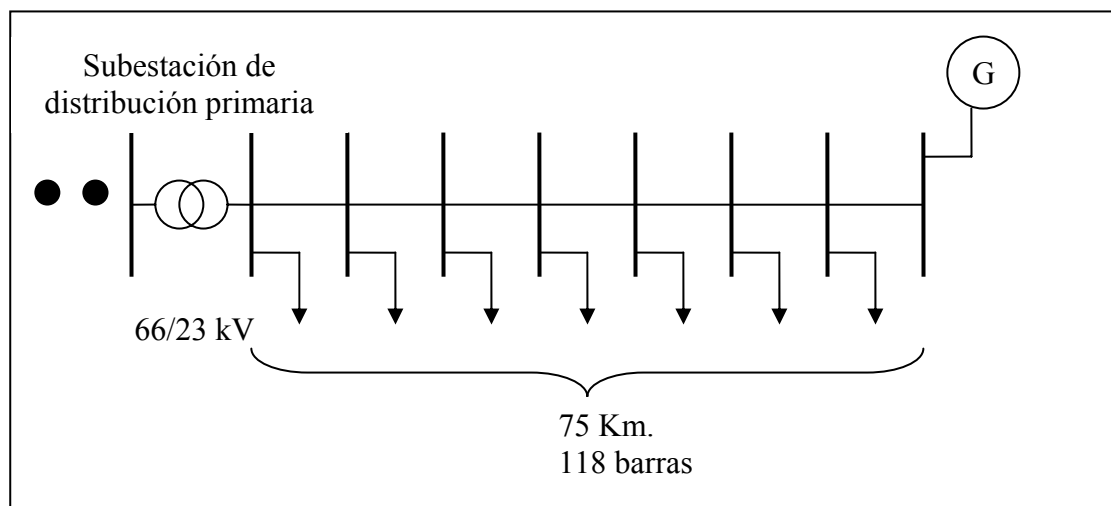


Figura VIII-1: Conexión de generador

Se debe mencionar que para algunas potencias de instalación de generadores, el voltaje mínimo del alimentador es inferior o igual al exigido y para otras potencias el voltaje es superior al requerido. Posteriormente esto se considera para la instalación de dispositivos que controlan el nivel de tensión.

Tal como se explicó anteriormente, cuando los voltajes son inferiores al exigido, dado que el factor de potencia se considera unitario, se instalan reguladores de voltaje para compensar la caída de voltaje, y en los casos en que el voltaje es superior al nivel exigido, se debe incrementar el diámetro del conductor, ya que los reguladores de voltaje están diseñados para potencias limitadas. En el Anexo H se puede ver la

diferencia entre las caídas y alzas de voltaje de los conductores óptimos corregidos y no corregidos por diferencias de voltaje.

Para algunas potencias de generación instalada se necesita ampliar el transformador del alimentador, dado que el transformador actual de 3MW no es capaz de evacuar algunos niveles de potencia instalada. De esta forma, dado que el consumo actual máximo del alimentador es de 2,1MW y el crecimiento de la demanda es de un 3,5% anual, se estima que la empresa distribuidora deberá cambiar el transformador del alimentador en el año 8 instalando uno de 6MW y en el año 28 por uno de 9MW. Los precios de los transformadores involucrados en los cálculos se pueden ver en la Tabla VIII-4.

Tabla VIII-4: Precio de transformadores

Pot. [MW]	Precio [CL\$]
3	27.000.000
6	54.000.000
9	81.000.000

De esta manera asumiendo la tasa de descuento igual a 10% y el precio de venta equivalente al 30% del valor nuevo del transformador, se tiene que el valor presente del costo de cambio de transformador para la empresa distribuidora es:

$$VP_{transf}^{6MW} = \frac{\text{Costo Transf. nuevo (6MW)} - \text{Venta de Transf. antiguo (3MW)}}{(1+0,1)^8} = 21,412 \text{ [MMCL\$]}$$

$$VP_{transf}^{9MW} = \frac{\text{Costo Transf. nuevo (9MW)} - \text{Venta de Transf. antiguo (6MW)}}{(1+0,1)^{28}} + VP_{transf}^{6MW} = 25,91 \text{ [MMCL\$]}$$

Ahora se puede calcular el pago que debe realizar el generador en caso de necesitar ampliar la capacidad de transformación del alimentador:

$$Pag_{gen}^{transf\ 6MW} = \text{Costo Transf. nuevo (6MW)} - VP_{transf}^{6MW} - \text{Venta de Transf. antiguo (3MW)}$$

$$Pag_{gen}^{transf\ 9MW} = \text{Costo Transf. nuevo (9MW)} - VP_{transf}^{9MW} - \text{Venta de Transf. antiguo (3MW)}$$

Entonces se puede decir que el costo de adelantar la instalación de los transformadores es:

$$Pag_{gen}^{transf\ 6MW} = 24,49 \text{ [MMCL\$]}$$

$$Pag_{gen}^{transf\ 9MW} = 46,99 \text{ [MMCL\$]}$$

En el Anexo G se pueden ver los pagos que debe realizar el generador para ampliar el transformador del alimentador, según su potencia instalada de generación. Dado que el generador es un ente externo que quiere insertarse en la red de una empresa distribuidora, éste debe adecuarse a las políticas de expansión que tiene la empresa. Por esta razón, las posibilidades de instalación de transformadores están limitadas a los casos expuestos anteriormente, debiendo el generador asumir los costos señalados.

De esta forma, en la Tabla VIII-5 se pueden ver los costos adicionales totales producidos por el generador en un periodo de 30 años, incluyendo el costo de cambio de conductores, el costo de pérdidas, el costo de reguladores de voltaje, el costo de ampliar el transformador que abastece al alimentador y el premio por riesgo correspondiente a la empresa distribuidora (ver Sección V.4.). De la Tabla VIII-5 se puede destacar que para potencias de generación instaladas inferiores a 2,4MW, la empresa distribuidora obtiene ahorros considerables. También se puede destacar lo significativos que son los reguladores de voltaje en el costo de la ampliación del alimentador.

Se debe señalar que en la presente tesis no se consideró un cambio en las protecciones del sistema. Esto se debe a que se asume que el generador debe instalar un reconector en el punto de conexión a la red, logrando con este medio mantener la seguridad de la red. En caso de que la empresa distribuidora estime que es

necesaria la instalación o cambio de protecciones en el alimentador, estos costos deberán ser absorbidos por el nuevo generador instalado.

Tabla VIII-5: Costo de ampliación de red

Pot. Inst. Gen. [MW]	Costo Perdidas [CL\$]	Costo Conductor [CL\$]	Costo reguladores de voltaje [CL\$]	Costo cambio Transformador [CL\$]	Costo Total [CL\$]	Diferencia de costo total con red óptima SG [CL\$]
SG instalado	267.691.710	4.463.205	29.352.644	0	301.507.560	0
0,20	215.026.629	2.882.782	26.684.222	0	244.593.633	-56.913.926
0,40	178.164.931	579.422	20.048.251	0	198.792.604	-102.714.955
0,60	148.573.498	5.675.009	15.062.548	0	169.311.055	-132.196.505
0,80	127.066.099	12.455.453	12.448.387	0	151.969.938	-149.537.622
1,00	123.052.073	12.995.958	10.287.923	0	146.335.954	-155.171.606
1,20	124.385.231	20.752.622	8.502.416	0	153.640.268	-147.867.291
1,40	122.690.200	40.179.936	7.026.790	0	169.896.926	-131.610.633
1,60	142.423.921	43.452.997	5.807.264	0	191.684.182	-109.823.377
1,80	149.254.676	66.340.382	5.279.331	0	220.874.389	-80.633.171
2,00	181.390.019	70.954.570	4.363.084	0	256.707.672	-44.799.888
2,20	217.639.434	79.644.000	3.966.440	0	301.249.873	-257.686
2,40	197.682.948	247.009.047	3.278.049	0	447.970.045	152.320.984
2,60	241.612.791	247.484.498	2.980.045	0	492.077.334	198.192.566
2,80	240.617.142	295.524.566	0	0	536.141.708	244.019.515
3,00	270.279.922	309.224.584	0	0	579.504.506	289.116.824
3,20	317.840.239	309.224.584	0	0	627.064.824	338.579.554
3,40	369.961.760	309.224.584	0	0	679.186.345	392.785.936
3,60	388.009.536	345.994.105	0	24.487.311	758.490.952	475.262.728
3,80	402.998.086	384.250.596	0	24.487.311	811.735.993	530.637.571
4,00	362.048.736	531.760.388	0	24.487.311	918.296.435	641.460.431
4,20	396.722.937	544.166.002	0	24.487.311	965.376.250	690.423.438
4,40	382.121.049	605.012.527	0	24.487.311	1.011.620.887	738.517.860
4,60	413.919.603	617.029.383	0	24.487.311	1.055.436.298	784.085.888
4,80	457.670.475	619.398.888	0	24.487.311	1.101.556.674	832.051.079
5,00	334.659.402	779.938.380	0	24.487.311	1.139.085.093	871.080.635
5,20	367.442.266	779.938.380	0	24.487.311	1.171.867.957	905.174.813
5,40	401.829.998	779.938.380	0	24.487.311	1.206.255.689	940.938.055
5,60	437.822.598	779.938.380	0	46.993.862	1.264.754.840	1.001.777.171
5,80	475.420.065	779.938.380	0	46.993.862	1.302.352.307	1.040.878.538
6,00	514.622.401	779.938.380	0	46.993.862	1.341.554.643	1.081.648.967

VIII.3. Evaluación de la realización de un proyecto eléctrico incorporando los costos de conexión a la red

Luego de realizar un completo análisis de los costos de conexión de un generador tipo, a continuación se presenta una evaluación económica de la instalación de la central generadora. En la Tabla VIII-6 se pueden ver los supuestos utilizados para la evaluación del proyecto. Al respecto se debe mencionar que se consideró que el costo de operación y mantenimiento es CL\$5,4 por kWh generado. Además, el valor actual

neto fue calculado para un periodo de 30 años, suponiendo un valor residual de CL\$0, dado que este período corresponde a la vida útil de este tipo de central.

Por otro lado en la Tabla VIII-7 se puede ver el esquema de cálculo de flujos de caja para la empresa generadora.

Tabla VIII-6: Supuestos para la evaluación del proyecto

Supuestos del proyecto	
Nº de unidades generadoras	1
Potencia	Desde 0,2MW hasta 6MW
Supuestos de conexión	
Red de conexión	Distribución
Nivel de tensión de conexión	23kV
Distancia eléctrica a subestación de distribución más cercana	75 Km
Consumo máximo coincidente actual del alimentador	2,1 MW
Supuestos ingresos del proyecto	
Precio energía	28 CL\$/MWh
Precio Potencia	4.400 CL\$/MW/mes
Supuestos costos	
Costos O&M	5,4 CL\$/kWh
Supuestos económicos del proyecto	
Tasa de descuento	10%
Horizonte de estudio	30 años
Valor residual	0
Periodo de pago de deuda de ampliación de línea	15 años
Tasa de impuestos	17%

Tabla VIII-7: Esquema de la evaluación

	Unidades
Proyecciones	
Generación de energía	MWh
Precio de energía	Ch\$/MWh
Potencia inyectada	kW/mes
Precio de potencia	Ch\$/kW/mes
Flujos de caja	
Inversión inicial	Ch\$
Ingresos por ventas de energía	Ch\$
Ingresos por ventas de potencia	Ch\$
Ingresos por MDL	Ch\$
Costo de O&M	Ch\$
Costo de conexión	Ch\$
Depreciación	Ch\$
Resultado operacional antes de impuestos	Ch\$
Impuestos	Ch\$
Utilidad	Ch\$
Depreciación	Ch\$
Flujo de caja	Ch\$
Flujo de caja - Total activos e inversión	Ch\$

Ahora, en la Tabla VIII-8 se observan los costos de inversión y factores de planta estimados para cada una de las potencias posibles de instalación. Como se puede ver, el costo de instalación tiene un mínimo de 1.800 US\$/MWh para una potencia de 6MW y un máximo de 2.500 US\$/MWh para una potencia de 200 kW. Por otro lado, el factor de planta tiene la distribución señalada en la Tabla VIII-8, debido al potencial del río y a la geografía del terreno dónde se instalaría el generador.

Tabla VIII-8: Datos de la inversión

Generación [MW]	Costo total de conexión [Ch\$]	Inv. por kW inst. [US\$/kW]	Factor de planta
0,2	-56.913.926	2.500	1,00
0,4	-102.714.955	2.476	1,00
0,6	-132.196.505	2.452	1,00
0,8	-149.537.622	2.428	1,00
1,0	-155.171.606	2.403	1,00
1,2	-147.867.291	2.379	1,00
1,4	-131.610.633	2.355	1,00
1,6	-109.823.377	2.331	1,00
1,8	-80.633.171	2.307	1,00
2,0	-44.799.888	2.283	1,00
2,2	-257.686	2.259	1,00
2,4	146.462.485	2.234	0,98
2,6	190.569.775	2.210	0,96
2,8	234.634.149	2.186	0,94
3,0	277.996.946	2.162	0,93
3,2	325.557.264	2.138	0,91
3,4	377.678.785	2.114	0,89
3,6	456.983.392	2.090	0,87
3,8	510.228.433	2.066	0,85
4,0	616.788.876	2.041	0,83
4,2	663.868.691	2.017	0,82
4,4	710.113.327	1.993	0,80
4,6	753.928.738	1.969	0,78
4,8	800.049.114	1.945	0,76
5,0	837.577.533	1.921	0,74
5,2	870.360.397	1.897	0,72
5,4	904.748.129	1.872	0,71
5,6	963.247.280	1.848	0,69
5,8	1.000.844.748	1.824	0,67
6,0	1.040.047.083	1.800	0,65

De esta forma en la Figura VIII-2 se puede apreciar un gráfico con el VAN y la TIR del proyecto, considerando el costo de ampliación de la red. En el Anexo I se pueden

observar la tabla de VAN y TIR del proyecto. Se puede destacar que la máxima TIR se alcanza para una potencia de 2,2MW y el máximo VAN para una potencia de 3,4MW.

Por otro lado, en la Figura VIII-3 se muestra el costo de desarrollo de las diferentes potencias instaladas. Éste tiene su nivel mínimo de 38,2 US\$/MWh para 200kW instalados y su nivel máximo de 52,6 US\$/MWh para 6MW. Como se puede ver, estos costos, inclusive incluyendo el costo de conexión a la red, son más bajos que los costos calculados por la IEA para centrales mini hidráulicas, mostrados en la Tabla II-1. Esta diferencia se explica debido a que el costo de mano de obra en Chile, tanto para la construcción como para la operación del generador es inferior. Esto repercute en que los costos de operación y mantenimiento son inferiores.

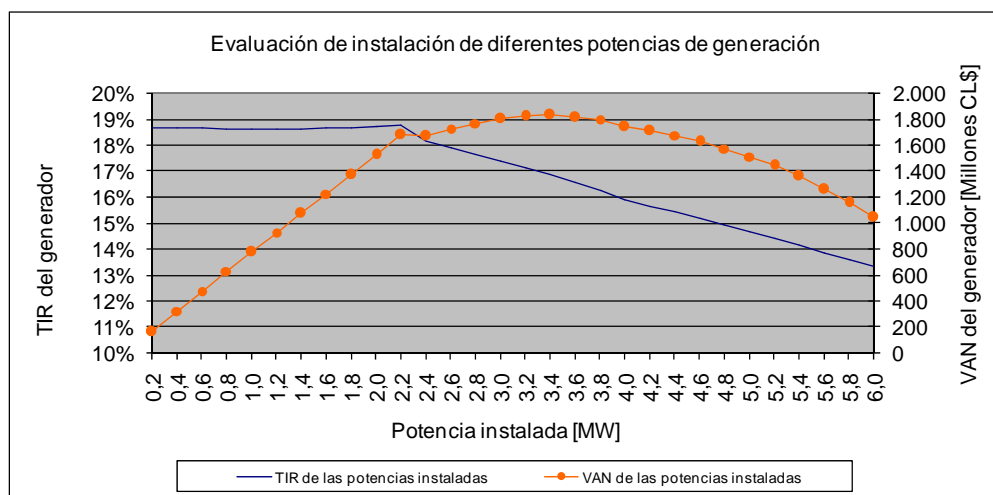


Figura VIII-2: VAN y TIR del proyecto

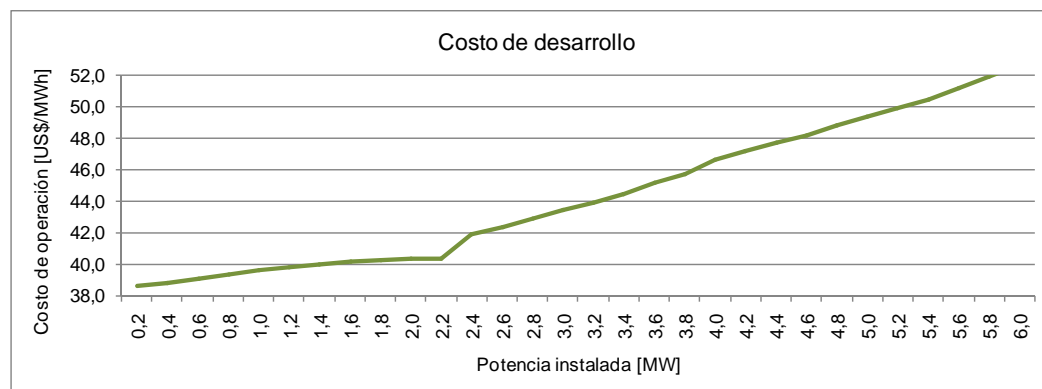


Figura VIII-3: Costo de desarrollo del proyecto

VIII.4. Conclusiones sobre la instalación del generador

Como se puede apreciar en los cálculos mostrados anteriormente, el proyecto hidroeléctrico es rentable aún para valores muy altos de costos de ampliación de la red de distribución, encontrando un máximo en el VAN del proyecto para un generador de 3,4MW, llegando a CL\$1.832 millones. La TIR del proyecto es máxima cuando la potencia de instalación es 2,2MW, llegando a 18,8%.

De esta manera, dado que el VAN del proyecto entre 3MW y 3,8MW es muy similar, se propone instalar una potencia de 3MW, realizando una inversión de tamaño mediano en líneas.

Respecto de los conductores recubiertos, se puede mencionar que no es económicamente viable instalarlos en un alimentador como el estudiado.

En la Tabla VIII-9 se puede observar la implicancia que tiene el costo de la ampliación, en el costo total del proyecto. Cómo se puede ver, este porcentaje varía entre -21,5% y +18,2%, observando un incremento considerable en los costos, al instalar 2,4MW. Esto se debe a que para poder instalar esa potencia, manteniendo el nivel de voltaje, se debe realizar un cambio de conductor que implica el cambio de un tramo considerablemente largo.

Tabla VIII-9: Implicancia de la ampliación en el costo del proyecto

Generación [MW]	Inversión inicial [CL\$]	Costo de ampliación del alimentador [CL\$]	Costo ampliación / Inversión *100
0,2	265.000.000	-56.913.926	-21,5%
0,4	524.882.759	-102.714.955	-19,6%
0,6	779.648.276	-132.196.505	-17,0%
0,8	1.029.296.552	-149.537.622	-14,5%
1	1.273.827.586	-155.171.606	-12,2%
1,2	1.513.241.379	-147.867.291	-9,8%
1,4	1.747.537.931	-131.610.633	-7,5%
1,6	1.976.717.241	-109.823.377	-5,6%
1,8	2.200.779.310	-80.633.171	-3,7%
2	2.419.724.138	-44.799.888	-1,9%
2,2	2.633.551.724	-257.686	0,0%
2,4	2.842.262.069	146.462.485	5,2%
2,6	3.045.855.172	190.569.775	6,3%
2,8	3.244.331.034	234.634.149	7,2%
3	3.437.689.655	277.996.946	8,1%
3,2	3.625.931.034	325.557.264	9,0%
3,4	3.809.055.172	377.678.785	9,9%
3,6	3.987.062.069	456.983.392	11,5%
3,8	4.159.951.724	510.228.433	12,3%
4	4.327.724.138	616.788.876	14,3%
4,2	4.490.379.310	663.868.691	14,8%
4,4	4.647.917.241	710.113.327	15,3%
4,6	4.800.337.931	753.928.738	15,7%
4,8	4.947.641.379	800.049.114	16,2%
5	5.089.827.586	837.577.533	16,5%
5,2	5.226.896.552	870.360.397	16,7%
5,4	5.358.848.276	904.748.129	16,9%
5,6	5.485.682.759	963.247.280	17,6%
5,8	5.607.400.000	1.000.844.748	17,8%
6	5.724.000.000	1.040.047.083	18,2%

De esta forma, se puede concluir que el tamaño de diseño para el generador recomendado, contempla una inversión en ampliación en líneas correspondiente al 9,9% del costo del proyecto, equivalente a CL\$377 millones sin incluir el recargo para la empresa distribuidora (ver sección V.4.). En caso de incluirlo, este monto aumenta a CL\$393 millones.

Por último se puede decir que en este análisis se pudo comprobar que los principales supuestos básicos explicados en la Sección VII.1. fueron cumplidos por la metodología propuesta.

IX. RECOMENDACIONES REGULATORIAS

Actualmente en Chile el precio de nudo monómico (calculado con la formulación establecida por la CNE), según la fijación de precio de nudo de Abril del año 2007 para la subestación Alto Jahuel es de 73,6 US\$/MWh.

Observando los datos provistos en las Tabla II-1, considerando el actual precio de nudo observado en el Sistema Interconectado Central Chileno, y dado que se espera que los precios de nudo futuros sean regidos por centrales a carbón (63 US\$/MWh monómico), se puede decir que las energías renovables como la geotérmica, pequeña hidráulica, de biomasa y eólica eficiente son viables de instalar en Chile, sin subvenciones estatales.

Así mismo, a pesar de los altos precios de la energía existentes actualmente en Chile, no se ha observado un aumento considerable en la instalación de generadores que utilicen energías renovables. Según lo estudiado, esto se debe principalmente a la falta de una legislación clara que beneficie la instalación de estas tecnologías. Las leyes corta I y II han dado un gran salto en el reconocimiento de las energías renovables. Por otro lado el Reglamento para Pequeños Medios de Generación, ha contribuido en dar los primeros pasos en la creación de normativas para este tipo de tecnologías, pero como se ha podido observar, esto no ha sido suficiente.

Actualmente lo que complica de mayor manera la instalación de generadores de energías renovables, es la negociación de la conexión con las empresas distribuidoras, que tienen muy pocos incentivos para conectar a este tipo de generación. De esta forma, lo que se ve como primera necesidad legislativa es la reglamentación de este aspecto.

En este sentido según lo explicado en el Capítulo III. se puede destacar que Alemania no realiza ningún cobro adicional a los generadores de energías renovables. Todos los costos producidos por ampliaciones de redes son prorrateados entre todos los consumidores del sistema. Por otro lado, en Gran Bretaña existe una clara y transparente normativa respecto de los pasos a seguir por parte del generador y la empresa distribuidora en caso de ser necesaria la expansión de la red de distribución, siendo todos los costos de expansión financiados por el generador.

Las redes radiales de los sistemas de distribución rurales existentes actualmente en Chile tienen una configuración del tipo cónica, como se explicó anteriormente. Esto hace que no sea posible la instalación de generadores de energía renovable de tamaño mediano en los extremos, sin antes realizar una inversión en la ampliación de redes. Por esta razón existe la urgente necesidad de crear una normativa que regule en forma clara y transparente la forma de expansión de redes de distribución producidos por la conexión de generadores de energías renovables. Tal como se menciona en el reglamento de PMGD [LCL 2, 2005], esta normativa debe cargar todos los costos de instalación al nuevo generador, de la forma en que fue explicado en la metodología expuesta en esta tesis, siendo todos los trabajos necesarios ejecutados por la empresa distribuidora o algún representante debidamente certificado.

También, se debe mencionar que en el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación, se establece la opción de vender la energía generada a precio marginal o a precio estabilizado, para los generadores de energías no convencionales. Esta opción debe ser elegida por periodos de 4 años de duración. Esto crea una apertura al mercado spot para los medios de generación no convencionales, logrando situarlos en una posición competitiva similar a la de las grandes empresas generadores. Esta posición competitiva no logra ser igualitaria, debido a que el largo periodo de permanencia en cada régimen hace que la decisión de venta a precio marginal sea demasiado riesgosa para los pequeños generadores. Además, en otros países del mundo como España, el periodo de permanencia mínimo en el régimen de venta elegido, es de 1 año, y la anticipación mínima para manifestar esta decisión es de 1 mes [LES, 2007]. De esta forma, dado que cuando un generador está sujeto a la regulación del CDEC, el costo de operar y de cambiar de un régimen de venta a otro no tiene grandes costos para el CDEC, se propone reducir el periodo de permanencia en cada régimen a un año, estableciendo la antelación mínima de selección de régimen en 1 meses.

En el mismo sentido, respecto del nuevo proyecto de ley para las energías no convencionales, se puede señalar que dado los costos de energía esperados en Chile para los próximos años y los datos vistos en la Tabla II-1, no es necesaria la implementación de

esta ley. Una correcta modificación legislativa que clarifique la forma de conexión de los generadores que utilizan energías no convencionales, lograría el mismo efecto e incluso probablemente uno aún mejor, ya que no existiría un límite en la instalación de generación beneficiada. Esto lograría que se instalen los generadores más eficientes (mayoritariamente centrales mini hidráulicas).

Entonces, a modo de resumen, las modificaciones reglamentarias propuestas son:

- Proponer una metodología de evaluación de los costos de ampliación (puede ser una metodología de mínimo costo de operación, como la expuesta en esta tesis).
- Modificar el procedimiento de tratamiento de las energías no convencionales en el cálculo de las tarifas de distribución, de manera que éstas sean consideradas en los cálculos. Se propone utilizar lo desarrollado en el Sección V.4. de esta tesis.
- Establecer explícitamente la propiedad y el deber de operar y mantener, la nueva línea pagada por el generador. Según lo propuesto en esta tesis el encargado de esto debe ser la empresa distribuidora (Ver Sección V.4.).
- Una vez que exista una cantidad mayor de generación distribuida instalada en el país, establecer por ley que la empresa distribuidora debe recibir un premio por riesgo del 4% sobre la inversión realizada por el generador en ampliación de líneas. (Ver Sección V.4.).
- Establecer los niveles de potencia máximos para los cuales la inyección del generador está permitida. Se propone establecer que el límite sea equivalente a la capacidad térmica de los diferentes componentes eléctricos activos y pasivos utilizados, como son transformadores, protecciones, conductores, etc... (Tal como se realiza en Gran Bretaña, Sección III.4.5.).
- Normar que los niveles máximos de inyección de potencia de los elementos de protección, regulación y transformación, están dados por los máximos niveles de operación establecidos en sus placas.
- Establecer el procedimiento para los casos en que después de que el generador financia la expansión de los conductores de un alimentador, se instala un

consumidor de mayor tamaño en las cercanías. Se propone descontar al generador el pago correspondiente que previamente había realizado (Ver Sección VII.6.).

- Cambiar la exigencia de permanencia en el régimen de venta elegido (precio marginal o precio estabilizado), desde los 4 años actuales con un tiempo mínimo de aviso de cambio de régimen de 12 meses, por una con un periodo de permanencia mínima de 1 año, comunicando el requerimiento de cambio con mínimo 1 mes de anticipación.
- Crear la figura del agente comercializador que permita reunir y comercializar la energía generada por un conjunto de generadores de energía renovable, y así tanto la conexión como la venta pueda ser negociada en conjunto en el mercado.

Finalmente se debe señalar que con las modificaciones reglamentarias anteriormente señaladas, se aumentaría considerablemente la instalación de generación que utilice energías renovables, sin la necesidad de inyectar, inicialmente, subvenciones a estas tecnologías por parte del estado.

X. CONCLUSIONES GENERALES

La presente tesis ha desarrollado un análisis de los costos y dificultades de conexión que presenta un pequeño generador para conectarse a la red de distribución de una empresa distribuidora. El análisis se ha enfocado en la conexión a alimentadores radiales rurales, dónde se espera que se desarrolle la mayor oferta de generadores con necesidades de conexión.

La base del análisis de costos expansión de la red dónde se conectaría un generador se realiza mediante aproximaciones sencillas y efectivas de flujo de corriente y caída de tensión.

A continuación, se detallan los principales resultados alcanzados durante la elaboración de esta tesis:

- Los generadores de energía renovable han presentado un gran aumento de su instalación en el último tiempo, principalmente debido al bajo impacto medioambiental que tienen. Muchos países se han comprometido a incrementar mediante este tipo de generación el abastecimiento de diferentes porcentajes de su demanda energética. En algunos países como Alemania y España, la generación mediante el uso de energías renovables ha tenido una gran penetración, especialmente utilizando la energía eólica.
- El aumento de la demanda de generadores de energía renovable, permitirá aumentar la investigación y desarrollo en este tipo de generación. Esto gatillará disminuir sus costos de fabricación en un futuro cercano.
- La legislación Chilena ha mostrado grandes avances en el reconocimiento de los generadores de energía renovable como otra alternativa para apoyar el abastecimiento de la demanda energética de la población. Sin embargo, estas medidas no han sido suficientes, ya que aún no se ha visto un aumento en la instalación de este tipo de generación. Esto se explica principalmente por la disminuida posición negociadora que presenta el generador de energía renovable para discutir su conexión al sistema de distribución con la empresa distribuidora.

- La instalación de generación de energía renovable en un alimentador rural radial puede significar grandes ahorros o pérdidas para la empresa distribuidora, dependiendo principalmente de la potencia de instalación del generador. Generalmente la empresa distribuidora presenta ahorros producidos por el hecho de comprar energía desde el centro de su red, permitiéndole disminuir costos por el mejoramiento en los niveles de tensión de la red, la disminución de las pérdidas producida por el menor transporte de energía y el desplazamiento hacia el futuro de las inversiones en la ampliación de sus redes.
- La principal dificultad de instalación que presentan los generadores de energía renovable, es el transporte de su energía hasta las redes de subtransmisión. Este tipo de generación, debido a su baja potencia y altos costos de instalación no son capaces de financiar individualmente una línea extremadamente larga para la evacuación de su energía. Por esta razón, típicamente para este tipo de generación la conexión a las redes de distribución es la mejor opción. El problema de esto, es que los recursos energéticos renovables se encuentran alejados de los grandes consumos, en lugares dónde las líneas de abastecimiento de energía están planificadas para abastecer pequeños consumos rurales, por lo que generalmente las redes de distribución requieren de ampliaciones para poder incorporar este tipo de generación. La metodología propuesta en este trabajo presenta una simple y precisa forma de cálculo de los costos de expansión de un alimentador donde se instala un generador de energía renovable.
- Dentro de las complicaciones que presenta la planificación de la expansión del alimentador con un generador de energía renovable conectado a él, el rango de operación del voltaje es uno de los elementos que dificulta de mayor manera su conexión. Las metodologías propuestas para controlar el nivel de tensión en el alimentador, presentan una solución factible y económica del problema, de tal forma que la conexión del generador de energía renovable presente el menor impacto posible.

- La instalación de generación de energía renovable en alimentadores radiales rurales presenta algunos cambios en el enfoque para la instalación de protecciones para estos sistemas. En algunos casos, dependiendo de la configuración del alimentador, se deben instalar protecciones bidireccionales o unidireccionales, así como realizar relocalizaciones de éstas.
- El tratamiento de este tipo de tecnologías en el cálculo del proceso tarifario de distribución, no ha sido detalladamente incorporado en la legislación. En este sentido, la propuesta realizada incorpora todas las ventajas de este tipo de generación, siendo de esta forma traspasadas a los consumidores.
- La TIR del proyecto analizado, considerando el costo de ampliación del sistema de distribución dónde se conecta, fluctúa entre un 13,3% y un 18,7%, según la potencia instalada. Esta TIR se considera interesante para un proyecto de inversión.
- Para los generadores de energía renovable, el costo de conexión representa un alto porcentaje de su inversión, por lo que en algunos casos aún sólo ampliando las redes de distribución los proyectos no son rentables. Esto permite que sólo los proyectos más eficientes puedan ser llevados a cabo.
- Por último, se debe mencionar que el nivel de precio de nudo del sistema interconectado central (SIC) que se prevé para el futuro, permitiría financiar las tecnologías de generadores de energía renovable más eficientes, como son las mini-hidráulicas y algunas eólicas (El caso de un generador hidráulico se pudo comprobar en esta tesis). Por esta razón, con una legislación que permita equiparar la posición negociadora de los generadores de energía renovable frente a la empresa distribuidora, la instalación de este tipo de generación se vería notablemente incrementada, permitiendo que los generadores más eficientes se instalen. Esto excluye la incorporación de un subsidio económico a los generadores de energía renovable, al menos inicialmente. Probablemente en el futuro cuando ya se hayan instalados los generadores más eficientes, se deba aplicar algún tipo de subsidio para continuar incrementando la instalación de este tipo de generación.

X.1. Desarrollos futuros

Esta tesis presenta un supuesto bastante fuerte referente al impacto que tienen los generadores de energía renovable en el sistema de subtransmisión de la empresa distribuidora. En la presente tesis sólo se estudian las diferencias de costo para la empresa distribuidora con y sin generación instalada en el alimentador dónde se instalaría el generador de energía renovable. Por lo tanto, se podría estudiar el impacto que tiene la instalación de generación que utiliza energías renovables en toda la red de una empresa distribuidora. De esta manera se podría crear un índice equivalente al costo marginal de instalación de generación mediante energías renovables en la empresa distribuidora, para así establecer un peaje de distribución generalizado para este tipo de generación.

Por otro lado, se podría evaluar la incorporación de una metodología económicamente óptima para la inserción de condensadores, reguladores de tensión, protecciones y ampliación de conductores considerando como restricción el nivel de voltaje. En esta tesis se consideró despreciable el efecto de esto.

También sería interesante considerar una correlación entre el nivel de generación del generador distribuido y los consumos en el alimentador, dentro de la metodología de cálculos de conductores óptimos. Esto podría ayudar a mejorar el cálculo de pérdidas que ocurren en la red cuando se encuentra el generador instalado. En este trabajo, se consideró que no existe ninguna correlación entre ambos, es decir se consideró que ambos eventos son completamente independientes.

BIBLIOGRAFÍA

Baghzouz, Y. (2006). Voltage regulation and overcurrent protection issues in distribution feeders with distributed generation – A case study. *IEEE/PES General Meeting*, Montreal, Canada, June 18-22, 2006.

Barker, P. y de Mello, R. (2000). Determining the impact of Distributed generation on Power system : part I – Radial Distributions systems. *IEEE Power Engineering Summer Meeting*, pp.1645-1656, 2000.

Borges, C.L.T y Falcao, D.M. (2003). Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, 2003, Bologna, vol.2, 23-26 June 2003.

Brown, R.E. y Freeman, L.A.A. (2001). Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001, vol. 2, pp.1013-1018, 15-19 July 2001.

Celli, G., Pilo, F., Pisano, G., Allegranza, V., Cicoria, R. y Iaria, A. (2004). Meshed vs Radial MV distribution Network in presence of large amount of DG. *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2004, pp. 709-714, vol.2, 10-13 Oct. 2004.

Commision for electricity regulation - CER (2007), *Treatment of Transmission and Distribution Losses*, Ireland.

Choi, J. y Kim, J. (2001). Advanced voltage regulation method of power distribution systems interconnected with dispersed storage and generation systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 2, April 2001.

Clemens, J., Matevosyan, J., Ackermann, T. y Bolik, S. (2005). International comparison of requirements for connection of wind turbines to power systems. *Wind Energy 2005*, vol. 8, pp. 295-306.

Comisión Nacional de Energía – CNE (2007). (www.cne.cl)

De Britto, T.M., Morais, D.R., Marin, M.A., Rolim, J.G., Zurn, H.H. y Buendgens, R.F. (2004). Distributed Generation Impacts on the Coordination of Protection Systems in Distribution Networks. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2004, pp. 623-628, 8-11 Nov. 2004.

Departamento de Geofísica – DGF (2007). Universidad de Chile (www.dgf.uchile.cl)

Doyle, M.T. (2002). Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 103-105, 2002.

Engineering Recommendation G83/1 – ER (2003). Electricity Association, September 2003, www.energynetworks.org

Falaghi, H. y Haghifam, M.R. (2005). Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis. *Conference on Computer as a Tool*, 2005, vol. 2, pp. 1465-1468.

Fouquet, D. (2007). Prices for Renewable Energies in Europe: Feed in tariffs versus Quota Systems – a comparison. Report 2006/2007, *European Renewable Energies Federation*.

Servicio Nacional de Geología y Minería – Geomin (2007). (www.sernageomin.cl)

Gönen, T. (1986). Electric Power Distribution System Engineering. *McGraw-Hill Book Company*, 1986.

Grotz, C. y Bischof, R. (2005). Minimum price system compared with the quota model – which system is more efficient?. *German Wind Energy Association*, June 2005.

Hvelplund, F. (2001). Renewable Energy – Political prices or political quantities. Aalborg University, *Institute for Development and planning*, Denmark, May 2001.

IEA (2003). Renewables for Power Generation: Status & Prospects. 2003, http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/renewpower_2003.pdf

Iyer, H., Ray, S. y Ramakumar, R. (2005). Voltage profile improvement with distributed generation. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005, 12-16 June 2005.

Jarrett, K., Hedgecock, J., Gregory, R. y Warham, T. (2004). Technical guide to the connexion of generation to the distribution network. DTI, Distributed Generation Programme, Feb 2004, www.energynetworks.org/spring/engineering/pdfs/DGSG/FES_00318_v040211.pdf

Kasherm, M. A., Negnevitsky, M. y Ledwich, G. (2006). Distributed Generation for Minimization of Power Losses in Distribution Systems. *IEEE Power Engineering Society General Meeting* 2006, 18-22 June 2006.

Kim, T. E. y Kim, J. E. (2001). Voltage Regulation Coordination of Distributed Generation System in Distribution System. *IEEE Power Engineering Society Meeting*, 2001, vol. 1, pp. 480-484, 15-19 July 2001.

Klein A., Held A, Ragwitz M., Resch G. y Faber T. (2006). Evaluation of different Feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-in Cooperation. Fraunhofer Institute, Systems and Innovation Research.

Kojovic, L. (2002). Impact of DG on voltage regulation. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2002, vol. 1, pp. 97-102, 2002.

Kumpulainen, L.K. y Kauhaniemi, K.T. (2004). Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing. *IEEE Power Systems Conference and Exposition*, 2004, vol. 1, pp. 603-608, 10-13 Oct. 2004.

Legislación Alemana - LAL (2004). Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich. *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*.

Legislación Australiana - LAU (2006). Renewable Energy (Electricity) Act 2000. *Office of the Renewable Energy Regulator*, Australian Government.

Legislación chilena - LCL 1 (2005). *Ley N°20.018*.

Legislación chilena – LCL 2 (2005). *Decreto Supremo N° 244*.

Legislación chilena – LCL 3 (2005). *Decreto Supremo N° 62*.

Legislación chilena – LCL 4 (2005). *Resolución Exenta N° 24*.

Legislación chilena - LCL (2000). *Ley N°19.940*.

Legislación española - LES (2007). *Real Decreto 661/2007*.

Legislación española - LES (2006). *Real Decreto 1634/2006*

Legislación Española - LES (2004). *Real Decreto 1432/2004*

Legislación española - LES (2002). *Real Decreto 1433/2002*

Legislación española - LES (2000). *Real Decreto 1955/2000*

Legislación española - LES (1998). *Real Decreto 2818/1998*.

Legislación española - LES (1997). *Ley 54/1997*

Mandal, S. y Pahawa, A. (2002). Optimal Selection of Conductors for Distribution Feeder. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.17, No 1, February 2002.

Masters, C.L. (2002). Voltage rise: The big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead lines. *Power Engineering Journal*, Vol.16, NO 1, pp. 5-12, Feb. 2002.

Méndez, V.H., Rivier J., de la Fuente, J., Gomez, T., Arceluz, J. y MARÍN, J. (2002). Impact of Distributed Generation on Distribution Losses. Proceedings of the 3rd Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Athens, Greece, November, 2002.

Mitchell, C., Bauknecht, D. y Connor, P.M. (2006). Effectiveness through Risk Reduction: A comparison of the renewable obligation in England and Wales and the Feed-In system in Germany. *Energy Policy* 34 (2006) (3), pp. 297-305.

Moreno, J., Mocarquer, S. y Rudnick, H. (2006). Generación eólica en Chile: Análisis del entorno y perspectivas de desarrollo. *Andescon*, Ecuador, Noviembre 2006.

National grid – NG 1 (2007). The Statement of Use of System Charges. Great Britain, effective from April 2007.

National grid – NG 2 (2007). The Statement of the Connection Charging Methodology. Great Britain, effective from April 2007.

National grid – NG 3 (2007). The Statement of the Use of System Charging Methodology. Great Britain, effective from April 2007.

Nitzschke, M. (2007). Jahr der rekorde: Erneubare energien 2006. BEE, Bundesverband Erneubare Energie e.V., 18 Jan. 2007, http://www.energie-antworten.de/uploads/EE2006_Jahr_der_Rekorde.pdf

Pathomthat, C. y Ramakumar, R. (2004). An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19 NO. 4, December 2004.

Prata, R.A. (2006). Impact of Distributed Generation Connection with Distribution Grids – Two Case-Studies. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, June 18-22, 2006.

Quezada, V.H.M., Abbad, J.R. y Román, T.G.S. (2006). Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, Issue 2, May 2006.

Systep Ingeniería y Diseños (2007). Presentación seminario “Abastecimiento energético futuro de Chile”. Pontificia Universidad Católica de Chile, 27 de Marzo 2007, <http://www.systep.cl/documents/eolica-Mocarquer.pdf>

Toke, D. (2005). Are green electricity certificates the way forward for renewable energy? An evaluation of the UK’s Renewables Obligation in the context of international comparisons. *Environment and Planning C: Government and Policy* 23(3), pp. 361 – 374, 2005.

Vieira, J.C.M, Freitas, W., Wilsun, XU. y Morelato, A. (2006). Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, July 2006.

Vu Van, T., Vandenbrande, E., Soens, J., Van Dommelen, D.M., Driesen, J. y Belmans, R. (2004). Influences of Large Penetration of Distributed Generation on N-1 Safety Operation. *IEEE Power Engineering Society*, Denver, Colorado, USA, June 6-10, 2004.

Wind-Works (2007) (www.wind-works.org), archivos on-line de artículos sobre energía eólica y diferentes tipos de tarificación para energías renovables, 2007.

Willis, H.L. (2000). Analytical methods and rules of thumb for modeling dg distribution interaction. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000, vol. 3, pp. 1643-1644, 16-20 July 2000.

Publicaciones realizadas

Rudnick, H., Mocarquer, S. y Mohr, R. (2007). The difficulties of open access and pricing in distribution networks. Paper 07GM0949, *IEEE Power Engineering Society General Meeting 2007*, Tampa, Florida, USA, June 24-28, 2007.

ANEXOS

ANEXO A: CONSUMOS MÁXIMOS POR BARRA

Barra inicial	Barra final	Largo tramo [m]	Demanda mínima coincidente en barra final [kW]	Demanda máxima coincidente en barra final [kW]
1	2	4	0,0	0
2	3	63	0,0	0
3	4	432	4,2	10,49
4	5	493	0,0	0
5	6	897	15,3	38,16
6	7	468	0,0	0
7	8	188	0,0	0
8	9	296	0,4	0,99
9	10	843	0,0	0
10	11	910	0,1	0,37
11	12	272	0,1	0,16
12	13	647	0,2	0,62
13	14	1520	0,1	0,31
14	15	400	1,4	3,52
15	16	525	0,4	0,99
16	17	1357	0,0	0
17	18	729	1,1	2,68
18	19	270	0,4	0,9
19	20	684	0,0	0
20	21	127	0,0	0
21	22	876	27,3	68,2
22	23	835	5,9	14,75
23	24	1403	0,4	0,99
24	25	675	0,0	0
25	26	434	0,2	0,45
26	27	400	0,3	0,87
27	28	140	1,1	2,79
28	29	140	1,3	3,24
29	30	140	0,0	0,12
30	31	265	0,1	0,31
31	32	3599	1,2	2,95
32	33	1895	1,5	3,8
33	34	720	0,7	1,77
34	35	368	0,2	0,61
35	36	284	0,3	0,8
36	37	1120	1,2	2,95
37	38	61	0,7	1,63
38	39	466	0,7	1,79

Barra inicial	Barra final	Largo tramo [m]	Demanda mínima coincidente en barra final [kW]	Demanda máxima coincidente en barra final [kW]
39	40	1792	0,3	0,71
40	41	176	1,0	2,41
41	42	395	4,6	11,54
42	43	1272	0,1	0,19
43	44	265	0,7	1,79
44	45	4254	2,3	5,84
45	46	402	19,0	47,56
46	47	104	11,3	28,35
47	48	1391	0,5	1,24
48	49	756	0,1	0,37
49	50	3392	0,4	0,99
50	51	851	0,1	0,13
51	52	314	0,2	0,55
52	53	2047	1,3	3,28
53	54	1854	0,1	0,3
54	55	488	0,7	1,79
55	56	3227	0,4	0,99
56	57	641	2,1	5,31
57	58	1538	0,3	0,72
58	59	160	0,0	0
59	60	75	13,8	34,46
60	61	96	0,0	0
61	62	78	0,0	0
62	63	42	1,3	3,32
63	64	416	49,6	124,02
64	65	111	144,6	361,57
65	66	147	51,0	127,52
66	67	202	9,3	23,36
67	68	200	41,1	102,83
68	69	200	10,2	25,47
69	70	40	0,0	0
70	71	280	6,0	15,1
71	72	521	1,9	4,74
72	73	273	0,4	0,99
73	74	85	1,8	4,39
74	75	468	1,3	3,24
75	76	100	1,1	2,73
76	77	200	3,1	7,79
77	78	384	0,3	0,72
78	79	240	1,1	2,7
79	80	110	0,5	1,32

Barra inicial	Barra final	Largo tramo [m]	Demanda mínima coincidente en barra final [kW]	Demanda máxima coincidente en barra final [kW]
80	81	140	8,2	20,48
81	82	325	7,9	19,86
82	83	200	0,8	1,95
83	84	95	0,3	0,74
84	85	226	7,9	19,66
85	86	260	4,6	11,47
86	87	125	3,0	7,52
87	88	501	0,5	1,15
88	89	698	0,9	2,22
89	90	361	0,3	0,7
90	91	1013	1,9	4,87
91	92	715	0,5	1,24
92	93	185	65,3	163,13
93	94	202	1,1	2,81
94	95	822	0,8	1,88
95	96	260	0,8	1,95
96	97	140	2,1	5,21
97	98	1754	3,1	7,65
98	99	712	276,8	692,03
99	100	360	0,2	0,54
100	101	878	0,1	0,24
101	102	831	0,4	1
102	103	82	0,8	1,97
103	104	82	0,2	0,38
104	105	151	0,0	0
105	106	148	0,1	0,3
106	107	122	0,7	1,74
107	108	88	0,2	0,56
108	109	1221	0,2	0,51
109	110	1882	0,1	0,23
110	111	767	0,4	0,97
111	112	145	0,2	0,42
112	113	523	0,1	0,35
113	114	975	0,3	0,64
114	115	892	0,0	0,02
115	116	833	0,0	0,09
116	117	1242	0,4	0,99
117	118	774	0,5	1,26
Demanda máxima coincidente total (kW)			843	2106

ANEXO B: CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES EVALUADOS

Nombre	Tamaño	Tipo	Metal	Resistencia [Ω/km]	Capacitancia [Ω/km]	Inductancia [Ω/km]	Precio [US\$/Km]	Capacidad [A]
Copper n°6	Copper n°6	Solid	Cobre	1,348425	0,000003	0,3258	3.240,6	125
Copper n°5	Copper n°5	Solid	Cobre	1,100000	0,000004	0,3184	2.600,0	145
Copper n°4	Copper n°4	Solid	Cobre	0,846457	0,000004	0,3110	5.323,5	170
Copper n°2	Copper n°2	Solid	Cobre	0,534777	0,000004	0,2969	8.467,7	225
Copper n°8	Copper n°8	7- Strand	Cobre	2,186024	0,000003	0,3399	2.173,9	95
Copper n°6	Copper n°6	7- Strand	Cobre	1,375000	0,000003	0,3258	3.430,8	125
Copper n°4	Copper n°4	7- Strand	Cobre	0,864829	0,000004	0,3110	5.430,8	170
Copper n°2	Copper n°2	7- Strand	Cobre	0,544619	0,000004	0,2969	8.618,0	225
Copper 1/0	Copper 1/0	7- Strand	Cobre	0,341864	0,000004	0,2791	12.774,0	310
Copper 2/0	Copper 2/0	7- Strand	Cobre	0,271227	0,000004	0,2718	16.090,6	355
Copper 3/0	Copper 3/0	7- Strand	Cobre	0,215092	0,000004	0,2644	20.324,7	410
Copper 4/0	Copper 4/0	7- Strand	Cobre	0,170571	0,000005	0,2509	25.519,4	480
Rose	4	AAC	Aluminio	1,358268	0,000004	0,3740	471,98	138
Iris	2	AAC	Aluminio	0,853018	0,000005	0,3566	780,81	185
Poppy	1/0	AAC	Aluminio	0,538058	0,000005	0,3392	1.098,95	247
Aster	2/0	AAC	Aluminio	0,426509	0,000005	0,3307	1.385,04	286
Phlox	3/0	AAC	Aluminio	0,337927	0,000005	0,3219	1.684,55	331
Oxlip	4/0	AAC	Aluminio	0,268045	0,000005	0,3133	2.032,91	383
Valerian	250	AAC	Aluminio	0,226706	0,000006	0,3025	2.302,33	426
Daisy	266,8	AAC	Aluminio	0,212598	0,000006	0,3038	2.334,06	443
Laurel	266,8	AAC	Aluminio	0,212598	0,000006	0,3002	2.876,48	444
Tulip	336,4	AAC	Aluminio	0,168635	0,000006	0,2913	3.491,63	513
Canna	397,5	AAC	Aluminio	0,142717	0,000006	0,2851	3.979,33	570
Cosmos	477	AAC	Aluminio	0,118766	0,000006	0,2782	4.613,16	639
Zinnia	500	AAC	Aluminio	0,113517	0,000006	0,2766	4.743,27	658
Syringa	477	AAC	Aluminio	0,118766	0,000006	0,2772	4.936,38	639
Dahlia	556,5	AAC	Aluminio	0,102034	0,000006	0,2723	5.381,69	703
Meadowsweet	600	AAC	Aluminio	0,074803	0,000006	0,2684	5.691,14	738
Mistletoe	556,5	AAC	Aluminio	0,102034	0,000006	0,2710	5.810,17	704
Orchid	636	AAC	Aluminio	0,089239	0,000006	0,2661	6.032,68	765
Violet	715,5	AAC	Aluminio	0,079396	0,000007	0,2615	6.787,53	823
Petunia	750	AAC	Aluminio	0,075459	0,000007	0,2598	7.391,08	847
Arbutus	795	AAC	Aluminio	0,071194	0,000007	0,2559	7.614,80	878
Lilac	795	AAC	Aluminio	0,071194	0,000007	0,2572	7.663,78	879
Lilac	795	AAC	Aluminio	0,071194	0,000007	0,2572	7.663,78	879
Magnolia	954	AAC	Aluminio	0,059383	0,000007	0,2503	8.697,44	982
Magnolia	954	AAC	Aluminio	0,059383	0,000007	0,2503	8.697,44	982

Nombre	Tamaño	Tipo	Metal	Resistencia [Ω/km]	Capacitancia [Ω/km]	Inductancia [Ω/km]	Precio [US\$/Km]	Capacidad [A]
Goldenrod	954	AAC	Aluminio	0,059383	0,000007	0,2503	9.001,31	983
Larkspur	1033,5	AAC	Aluminio	0,054790	0,000007	0,2474	9.294,55	1.032
Bluebell	1033,5	AAC	Aluminio	0,054790	0,000007	0,2480	10.217,65	1.031
Marigold	1113	AAC	Aluminio	0,050853	0,000007	0,2441	10.251,15	1.079
Columbine	1351,5	AAC	Aluminio	0,041995	0,000007	0,2369	11.366,04	1.212
Hawthorn	1192,5	AAC	Aluminio	0,047572	0,000007	0,2418	11.784,74	1.124
Carnation	1431	AAC	Aluminio	0,039698	0,000007	0,2346	12.028,84	1.253
Narcissus	1272	AAC	Aluminio	0,044619	0,000007	0,2392	12.378,74	1.169
Coreopsis	1590	AAC	Aluminio	0,035761	0,000007	0,2313	13.911,15	1.333
Jessamine	1750	AAC	Aluminio	0,032415	0,000008	0,2274	15.740,03	1.408
Lupine	2500	AAC	Aluminio	0,022900	0,000008	0,2139	25.115,16	1.706
Alton	48,69	AAAC	Aluminio	1,358268	0,000029	2,3458	695,70	143
Ames	77,47	AAAC	Aluminio	0,853018	0,000031	2,2244	927,82	191
Azusa	123,3	AAAC	Aluminio	0,534777	0,000032	2,1063	1.393,11	256
Anaheim	155,4	AAAC	Aluminio	0,426509	0,000033	2,0472	1.708,86	296
Amherst	195,7	AAAC	Aluminio	0,337927	0,000034	1,9882	2.145,57	342
Alliance	246,9	AAAC	Aluminio	0,267717	0,000035	1,9291	2.661,75	395
Butte	312,8	AAAC	Aluminio	0,211286	0,000037	1,8602	3.679,63	460
Canton	394,5	AAAC	Aluminio	0,167651	0,000038	1,8012	4.264,27	532
Cairo	465,4	AAAC	Aluminio	0,142060	0,000039	1,7585	5.031,23	590
Darien	559,5	AAAC	Aluminio	0,118110	0,000040	1,7126	5.892,98	663
Elgin	652,4	AAAC	Aluminio	0,101378	0,000040	1,6732	6.871,42	729
Flint	740,8	AAAC	Aluminio	0,089239	0,000041	1,6371	7.141,08	790
Greeley	927,2	AAAC	Aluminio	0,071194	0,000043	1,5814	8.938,16	908
Swanate	4	ACSR	Aluminio	1,309055	0,000005	0,4065	624,28	140
Swan	4	ACSR	Aluminio	1,322178	0,000005	0,4311	644,06	140
Sparrow	2	ACSR	Aluminio	0,833333	0,000005	0,4052	802,76	184
Sparate	2	ACSR	Aluminio	0,823491	0,000005	0,3858	882,15	184
Raven	1/0	ACSR	Aluminio	0,521654	0,000005	0,3734	1.201,31	242
Quail	2/0	ACSR	Aluminio	0,413386	0,000005	0,3665	1.478,58	276
Pigeon	3/0	ACSR	Aluminio	0,328084	0,000005	0,3553	1.900,62	315
Penguin	4/0	ACSR	Aluminio	0,260827	0,000005	0,3435	2.339,90	357
Waxwing	266,8	ACSR	Aluminio	0,210958	0,000006	0,3064	3.096,36	449
Merlin	336,4	ACSR	Aluminio	0,167323	0,000006	0,2877	3.546,56	519
Partridge	266,8	ACSR	Aluminio	0,208990	0,000006	0,2890	3.723,62	475
Chickadee	397,5	ACSR	Aluminio	0,141732	0,000006	0,2808	4.191,40	576
Linnet	336,4	ACSR	Aluminio	0,165682	0,000006	0,2802	4.234,42	529
Ibis	397,5	ACSR	Aluminio	0,140420	0,000006	0,2740	4.841,93	587
Pelican	477	ACSR	Aluminio	0,118110	0,000006	0,2740	4.894,49	646
Lark	397,5	ACSR	Aluminio	0,139436	0,000006	0,2703	5.189,99	594
Oriole	336,4	ACSR	Aluminio	0,164698	0,000006	0,2766	5.239,86	535
Osprey	556,5	ACSR	Aluminio	0,101050	0,000006	0,2684	5.589,11	711
Hawk	477	ACSR	Aluminio	0,116798	0,000006	0,2671	5.681,89	659

Nombre	Tamaño	Tipo	Metal	Resistencia [Ω /km]	Capacitancia [Ω /km]	Inductancia [Ω /km]	Precio [US\$/Km]	Capacidad [A]
Flicker	477	ACSR	Aluminio	0,117454	0,000006	0,2684	5.862,01	655
Dove	556,5	ACSR	Aluminio	0,100394	0,000006	0,2608	6.433,60	726
Hen	477	ACSR	Aluminio	0,116142	0,000006	0,2635	6.473,56	666
Parakeet	556,5	ACSR	Aluminio	0,100722	0,000006	0,2628	7.079,63	721
Rook	636	ACSR	Aluminio	0,087927	0,000007	0,2579	7.122,31	784
Kingbird	636	ACSR	Aluminio	0,088583	0,000006	0,2641	7.161,84	773
Grosbeak	636	ACSR	Aluminio	0,087598	0,000007	0,2559	7.350,75	789
Apricot	4	AAC	Aluminio	1,35826772	4,49677E-06	0,37401575	859,5801	138
Peach	2	AAC	Aluminio	0,85301837	4,73494E-06	0,3566273	1194,226	185
Quince	1/0	AAC	Aluminio	0,53805774	5,00892E-06	0,33923885	1528,871	247
Orange	2/0	AAC	Aluminio	0,42650919	5,16993E-06	0,33070866	2185,039	286
Olive	4/0	AAC	Aluminio	0,26804462	5,44176E-06	0,31332021	2683,727	383
Fig	3/0	AAC	Aluminio	0,33792651	5,30194E-06	0,32185039	2723,097	331
Mulberry	266,8	AAC	Aluminio	0,21259843	5,64688E-06	0,30380577	4133,858	443
Anona	336,4	AAC	Aluminio	0,16863517	5,85864E-06	0,29133858	4845,801	513
Molles	397,5	AAC	Aluminio	0,14271654	5,97603E-06	0,28510499	5324,803	570
Paw Paw	556,5	AAC	Aluminio	0,10203412	6,28513E-06	0,27230971	7112,861	703
Huckleberry	477	AAC	Aluminio	0,1187664	6,15542E-06	0,27821522	7221,129	639
Breadfruit	636	AAC	Aluminio	0,08923885	6,42043E-06	0,26607612	9117,454	765
Persimmon	795	AAC	Aluminio	0,07119423	6,64138E-06	0,25590551	10787,4	878
Grapefruit	1033,5	AAC	Aluminio	0,05479003	6,93624E-06	0,24737533	12214,57	1032
Butternut	4	ACSR	Aluminio	1,30905512	4,6196E-06	0,40649606	1040,026	140
Hickory	4	ACSR	Aluminio	1,30905512	4,6196E-06	0,40649606	1181,102	140
Pignut	2	ACSR	Aluminio	0,83333333	4,83543E-06	0,40518373	1295,932	184
Almond	1/0	ACSR	Aluminio	0,52165354	5,10955E-06	0,37335958	1896,325	242
Pecan	2/0	ACSR	Aluminio	0,41338583	5,25691E-06	0,36646982	2401,575	276
Filbert	3/0	ACSR	Aluminio	0,32808399	5,4175E-06	0,35531496	3008,53	315
Buckeye	4/0	ACSR	Aluminio	0,26082677	5,49923E-06	0,34350394	3129,921	357

ANEXO C: DESARROLLO DE LA FÓRMULA DE CAÍDA DE TENSIÓN

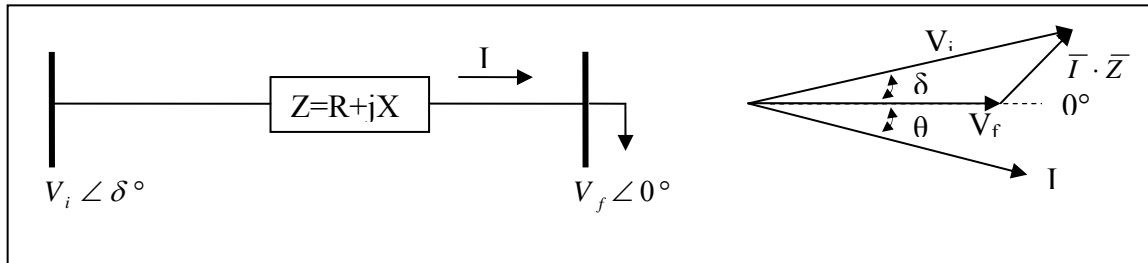


Figura C-1: Modelo de caída de voltaje

De la Figura C-1 se puede saber que la tensión V_i es:

$$\bar{V}_i = \bar{V}_f + \bar{I} \cdot \bar{Z}$$

Entonces, dado que las cargas son generalmente inductivas se tiene que:

$$V_i(\cos \delta + j \operatorname{sen} \delta) = V_f \angle 0^\circ + I(\cos \theta - j \operatorname{sen} \theta) \cdot (R + jX)$$

Por otro lado, en los sistemas de distribución se tiene que:

$$0^\circ \leq \delta \leq 4^\circ \rightarrow \delta \cong 0$$

Entonces la parte real de la ecuación se escribe de la siguiente forma:

$$V_i \cong V_f + IR \cos \theta + IX \operatorname{sen} \theta$$

De esta manera, la caída de voltaje porcentual en el tramo es:

$$CV \cong \frac{IR \cos \theta + IX \operatorname{sen} \theta}{V_{f-f}} \cdot 100 \text{ [%]}$$

ANEXO D: DESARROLLO DE LA FÓRMULA DE ALZA DE VOLTAJE PRODUCIDO POR LA INSTALACIÓN DE UN CONDENSADOR

Los efectos que produce la conexión de un condensador en un alimentador son:

- La corriente de línea disminuye, produciendo que IR y IX disminuyen, mejorando la regulación de voltaje.
- El mejoramiento del factor de potencia disminuye la caída de voltaje producida por una línea reactiva.

Entonces ahora, tal como se pudo ver en el Anexo C:

$$CV \cong \frac{I \cdot r \cdot l \cdot \cos \theta + I \cdot x \cdot l \cdot \sin \theta}{V_{f-f}} \cdot 100 \text{ [%]}$$

Esto es equivalente a tener:

$$CV \cong \frac{S_{3f} \cdot \cos \theta \cdot r \cdot l + S_{3f} \cdot \sin \theta \cdot x \cdot l}{V_{f-f}^2} \cdot 100 \text{ [%]}$$

Ahora simplificando algunos términos se tiene:

$$CV \cong \frac{P_{3f} \cdot r \cdot l + Q_{3f} \cdot x \cdot l}{V_{f-f}^2} \cdot 100 \text{ [%]}$$

Entonces, dado que conectar un condensador al alimentador sólo tiene una componente reactiva negativa, la componente activa de la fórmula desaparece y la fórmula de caída de voltaje se transforma en una de alza de voltaje (debido a que Q es negativo). De esta manera, el alza de voltaje producida por la conexión de un condensador en paralelo es:

$$AV_C \cong \frac{Q_{C,3f} \cdot x \cdot l}{V_{f-f}^2} \cdot 100 \text{ [%]}$$

De esta forma, el condensador necesario para subir el voltaje en un AV% es:

$$Q_{C,3f} \cong \frac{AV_C \cdot V_{f-f}^2}{x \cdot l} \text{ [kVAr]}$$

ANEXO E: COSTO DE CONDENSADORES PARA RECTIFICAR EL FACTOR DE POTENCIA

En la Tabla E-1 se presentan los costos de los condensadores necesarios para rectificar el factor de potencia del alimentador evaluado en el capítulo VIII.

Tabla E-1: Costo de condensadores

Instalación de condensadores			
Año	Activos [kW]	Reactivos [kVAr]	Costo condensadores [\$]
1	1.050	651	19.521.947
2	1.125	697	1.390.451
3	1.164	721	731.934
4	1.205	747	757.552
5	1.247	773	784.066
6	1.291	800	811.508
7	1.336	828	839.911
8	1.383	857	869.308
9	1.431	887	899.734
10	1.481	918	931.224
11	1.533	950	963.817
12	1.587	983	997.551
13	1.642	1.018	1.032.465
14	1.700	1.053	1.068.601
15	1.759	1.090	1.106.002
16	1.821	1.128	1.144.712
17	1.884	1.168	1.184.777
18	1.950	1.209	1.226.245
19	2.019	1.251	1.269.163
20	2.089	1.295	1.313.584
21	2.162	1.340	1.359.559
22	2.238	1.387	1.407.144
23	2.316	1.436	1.456.394
24	2.397	1.486	1.507.368
25	2.481	1.538	1.560.126
26	2.568	1.592	1.614.730
27	2.658	1.647	1.671.246
28	2.751	1.705	1.729.739
29	2.847	1.765	1.790.280
30	2.947	1.826	1.852.940

VAN de costo de instalación de condensadores: \$ 26.511.713

ANEXO F: CONDUCTORES OPTIMOS SEGÚN LA POTENCIA DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN EN EL ALIMENTADOR

En la Tabla F-1 se muestran los conductores óptimos seleccionados para cada nivel de potencia de generación evaluado en el capítulo VIII.

Tabla F-1: Conductores óptimos

Tipo de conductor	Largo [km]	Tipo de conductor	Largo [km]	Tipo de conductor	Largo [km]
Sin generador		1.4 MW pot. instalada		3.6 MW pot. instalada	
Azusa	48,567	Azusa	48,567	Daisy	63,267
Phlox	2,516	Poppy	5,032	Canna	11,996
Poppy	2,516	Copper n°5	2,18		
Copper n°5	10,028	Poppy	7,488	3.8 MW pot. instalada	
Rose	11,636	Phlox	11,996	Daisy	63,267
				Meadowswee	11,996
0.2 MW pot. instalada		1.6 MW pot. instalada		4 MW pot. instalada	
Azusa	48,567	Azusa	48,567	Tulip	51,083
Phlox	1,773	Poppy	14,7	Canna	12,184
Aster	0,743	Phlox	11,996	Meadowswee	11,996
Poppy	0,549				
Iris	1,967	1.8 MW pot. instalada		4.2 MW pot. instalada	
Copper n°5	10,028	Azusa	48,567	Tulip	51,083
Rose	11,636	Poppy	3,065	Canna	8,294
		Aster	7,745	Meadowswee	15,886
0.4 MW pot. instalada		Phlox	3,89		
Azusa	48,567	Daisy	11,996	4.4 MW pot. instalada	
Aster	2,405			Tulip	12,001
Poppy	0,258	2 MW pot. instalada		Canna	39,431
Iris	0,602	Azusa	48,567	Meadowswee	23,831
Rose	1,767	Poppy	2,516		
Copper n°5	10,028	Aster	0,549	4.6 MW pot. instalada	
Rose	11,636	Phlox	11,635	Canna	51,083
		Daisy	11,996	Meadowswee	24,18
0.6 MW pot. instalada				4.8 MW pot. instalada	
Azusa	48,567	2.2 MW pot. instalada		Tulip	50,34
Poppy	2,516	Azusa	48,567	Meadowswee	24,923
Iris	0,349	Aster	2,516		
Rose	2,167	Phlox	4,696	5 MW pot. instalada	
Copper n°5	10,028	Oxlip	3,598	Meadowswee	75,263
Iris	11,636	Daisy	15,886		
				5.2 MW pot. instalada	
0.8 MW pot. instalada		2.4 MW pot. instalada		Meadowswee	75,263
Azusa	48,567	Phlox	51,23		
Poppy	2,516	Oxlip	0,402	5.4 MW pot. instalada	
Iris	0,147	Daisy	23,631	Meadowswee	75,263
Rose	2,369				
Copper n°5	10,028	2.6 MW pot. instalada		5.6 MW pot. instalada	
Poppy	11,636	Phlox	50,972	Meadowswee	75,263
		Oxlip	0,111		
1 MW pot. instalada		Daisy	24,18	5.8 MW pot. instalada	
Azusa	48,567			Meadowswee	75,263
Poppy	2,516	2.8 MW pot. instalada			
Iris	0,147	Oxlip	24,419	6 MW pot. instalada	
Rose	2,369	Daisy	50,844	Meadowswee	75,263
Copper n°5	9,668				
Poppy	11,996	3 MW pot. instalada			
		Daisy	75,263		
1.2 MW pot. instalada					
Azusa	48,567	3.2 MW pot. instalada			
Poppy	2,516	Daisy	75,263		
Iris	2,516				
Copper n°5	9,668	3.4 MW pot. instalada			
Aster	11,996	Daisy	75,263		

ANEXO G: COSTO AMPLIACIÓN DE TRANSFORMADOR E INSTALACIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE

En la Tabla G-1 se muestran los costos de cambio de transformador y de regulador de tensión, según el año analizado.

Tabla G-1: Costo transformador y regulador de tensión

Potencia de generación instalada [MW]	VP de costo cambio de transformador [CL\$]	VP de Costo de instalación de regulador de tensión [CL\$]	Año de instalación de regulador de tensión [Año]
SGinstalado	0	29.352.644	6
0,2	0	26.684.222	7
0,4	0	20.048.251	10
0,6	0	15.062.548	13
0,8	0	12.448.387	15
1,0	0	10.287.923	17
1,2	0	8.502.416	19
1,4	0	7.026.790	21
1,6	0	5.807.264	23
1,8	0	5.279.331	24
2,0	0	4.363.084	26
2,2	0	3.966.440	27
2,4	0	3.278.049	29
2,6	0	2.980.045	30
2,8	0	0	-
3,0	0	0	-
3,2	0	0	-
3,4	0	0	-
3,6	24.487.311	0	-
3,8	24.487.311	0	-
4,0	24.487.311	0	-
4,2	24.487.311	0	-
4,4	24.487.311	0	-
4,6	24.487.311	0	-
4,8	24.487.311	0	-
5,0	24.487.311	0	-
5,2	24.487.311	0	-
5,4	24.487.311	0	-
5,6	46.993.862	0	-
5,8	46.993.862	0	-
6,0	46.993.862	0	-

ANEXO H: CAÍDAS DE VOLTAJE PARA DIFERENTES POTENCIAS DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN

En la Tabla H-1 se muestra la diferencia en los voltajes del alimentador con y sin compensación de tensión.

Tabla H-1: Diferencia de tensión en el alimentador

Potencia de generación instalada [MW]	Voltaje sin compensación		Voltaje compensado o ampliado	
	Min	Max	Min	Max
SG instalado	-34,0%	0,0%	-11,3%	0,0%
0,2	-33,3%	0,5%	-11,3%	0,5%
0,4	-31,7%	1,2%	-11,3%	1,2%
0,6	-30,2%	2,2%	-11,3%	2,2%
0,8	-28,6%	3,3%	-11,3%	3,3%
1,0	-27,7%	5,4%	-11,3%	5,4%
1,2	-26,1%	5,6%	-11,3%	5,6%
1,4	-24,4%	7,2%	-11,3%	7,2%
1,6	-22,8%	9,0%	-11,3%	9,0%
1,8	-20,8%	10,2%	-11,3%	10,2%
2,0	-18,8%	10,3%	-11,3%	10,3%
2,2	-17,5%	11,2%	-11,3%	11,2%
2,4	-16,2%	12,3%	-11,3%	12,3%
2,6	-14,8%	13,0%	-11,3%	12,0%
2,8	-13,5%	13,7%	-12,3%	12,7%
3,0	-12,4%	14,7%	-9,0%	11,5%
3,2	-11,4%	15,9%	-8,3%	12,5%
3,4	-10,3%	16,9%	-6,0%	11,4%
3,6	-6,8%	17,8%	-5,7%	12,2%
3,8	-5,7%	18,6%	-4,8%	12,3%
4,0	-4,5%	19,8%	-3,3%	11,1%
4,2	-3,6%	21,0%	-2,9%	11,8%
4,4	-3,0%	22,2%	-2,4%	12,4%
4,6	-2,4%	23,3%	-1,5%	11,3%
4,8	-1,6%	24,4%	-1,1%	11,8%
5,0	-1,0%	25,5%	-0,8%	12,4%
5,2	-0,5%	26,7%	-0,4%	12,3%
5,4	-0,2%	27,9%	-0,2%	12,7%
5,6	-0,1%	29,1%	-0,1%	11,3%
5,8	0,0%	30,3%	0,0%	11,7%
6,0	0,0%	31,5%	0,0%	12,2%

ANEXO I: VAN Y TIR DEL PROYECTO

En la Tabla I-1 se puede ver el VAN y la TIR del proyecto, para cada potencia de generación instalación señalada en el capítulo VIII.

Tabla I-1: VAN y TIR del proyecto

Potencia Instalada [MW]	VAN [CL\$]	TIR [%]
0,2	161.243.133	18,68%
0,4	320.925.995	18,70%
0,6	475.971.926	18,66%
0,8	628.850.398	18,64%
1,0	779.817.453	18,63%
1,2	928.145.577	18,62%
1,4	1.076.190.136	18,62%
1,6	1.225.973.099	18,65%
1,8	1.376.388.061	18,69%
2,0	1.527.884.044	18,74%
2,2	1.679.240.306	18,80%
2,4	1.673.090.115	18,17%
2,6	1.726.346.509	17,90%
2,8	1.769.693.192	17,65%
3,0	1.803.575.427	17,39%
3,2	1.824.681.379	17,14%
3,4	1.832.765.195	16,87%
3,6	1.812.534.279	16,55%
3,8	1.799.981.144	16,29%
4,0	1.741.447.595	15,91%
4,2	1.713.184.766	15,67%
4,4	1.675.547.803	15,42%
4,6	1.629.614.298	15,17%
4,8	1.572.183.894	14,91%
5,0	1.510.623.010	14,67%
5,2	1.442.331.442	14,42%
5,4	1.363.016.248	14,17%
5,6	1.257.462.796	13,87%
5,8	1.156.100.350	13,60%
6,0	1.043.714.277	13,31%