



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

**EFICIENCIA ENERGÉTICA A PARTIR DEL USO DE COGENERACIÓN
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTES**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

EDUARDO ANDRÉS ESPERGUEL GALAZ

SANTIAGO DE CHILE

MAYO 2011



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

**EFICIENCIA ENERGÉTICA A PARTIR DEL USO DE COGENERACIÓN
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTES**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

EDUARDO ANDRÉS ESPERGUEL GALAZ

PROFESOR GUÍA:
CRISTIAN HERMANSEN REBOLLEDO

MIEMBROS DE LA COMISION:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2011

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: EDUARDO ESPERGUEL G.
PROF. GUÍA: CRISTIAN HERMANSEN R.

“EFICIENCIA ENERGÉTICA A PARTIR DEL USO DE COGENERACIÓN EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTES”

La motivación principal de este trabajo es el gran aporte y eficacia de la cogeneración como medida de Eficiencia Energética en la industria, permitiendo ahorros considerables en términos económicos, y ventajas sociales y ambientales notables al permitir un mejor aprovechamiento del combustible primario.

Con este fin se desarrolla una propuesta de operación para una red de distribución que involucre el concepto de Redes Activas, que deriva de las Redes Inteligentes y que plantea una red con una operación flexible y dinámica, capaz de adaptarse a las distintas condiciones de operación, mediante un proceso de optimización permanente de las variables de control dispersas en la red.

La propuesta planteada considera una relajación de algunas de las restricciones impuestas por la concepción tradicional (pasiva) de las redes de distribución, permitiendo una operación coordinada y dinámica entre las unidades de GD presentes en la red. Esta operación coordinada se basa en un Flujo de Potencia Óptimo (OPF) que determina los valores óptimos para las variables de control (tap de los transformadores con cambiador bajo carga y consignas de potencia activa y reactiva de los GD) de acuerdo a las condiciones de demanda y la disponibilidad de generación. El algoritmo OPF es desarrollado en código MATLAB a partir del paquete de cálculo MATPOWER, al cual se le adicionó la posibilidad de manejar, como variable de optimización discreta, el tap de uno o más transformadores con cambiador bajo carga, implementándose esto mediante un proceso iterativo previo, basado en optimización por enjambre de partículas, que entrega la posición óptima de los tap de los transformadores y una primera aproximación de las consignas de potencia de los GD. Con los tap óptimos ya fijados, el modelo utiliza un OPF tradicional que determina finalmente las consignas óptimas de potencia activa y reactiva de los GD.

Tanto la propuesta conceptual como la herramienta de cálculo desarrolladas fueron implementadas y probadas mediante dos casos de estudio: uno en que se realizó un manejo óptimo de la potencia reactiva en los GD, y otro en que se consideró además la posibilidad de efectuar recortes de generación para mantener las variables de la red bajo norma.

Para ambos casos estudiados se realizó una estimación de los beneficios económicos derivados de la operación activa de la red, resultado que puede ser contrastado con los costos de la implementación de este esquema de operación inteligente, o bien con la ejecución de obras de ampliación necesarias para evitar la totalidad —o una parte— de los recortes de generación, en caso de que estos sean requeridos. A partir de estos resultados se realizó, además, una sensibilización respecto al precio de la energía, encontrándose que para costos bajos de la energía el esquema propuesto permite evitar una expansión innecesaria de la red, optando por realizar recortes de generación, mientras que para costos altos convendría realizar la expansión de la red pero realizar un buen manejo de reactivos, de modo de minimizar las pérdidas en la red.

Agradecimientos

Como buen ingeniero, acabo de hacer el ejercicio de calcular la cantidad de caracteres de esta página que tendría que asignar a cada persona a la que debo agradecer al finalizar este proceso. El cálculo arrojó como resultado que debo asignar exactamente 0 (cero) caracteres a cada una de ellas; esto teniendo en cuenta que el número debe ser entero, las personas son muchas y el espacio (en la página) es finito, en fin...los números no mienten! sin embargo, el sentido común se opone a la ciencia una vez más.

Quisiera agradecer, entonces, en primer lugar a mi familia, que a esta altura ha crecido bastante (por distintas razones), quedando “corto” el mero alcance sanguíneo. En especial quiero agradecer a mis padres, básicamente por todo, sí, por todo. En este mismo punto, se merecen —al menos— una “mención honrosa” los Litos, por el apoyo brindado y el cariño recibido. A mis dos hermanos, con quienes aprendí a compartir este vínculo en los últimos años. A las familias de mis hermanos, por regalarme la posibilidad de ser tío y por el cariño recibido. A mis amigos (jajaja), uds. saben, no hay para qué nombrarlos uno por uno, gracias por la comprensión, las conversas y los grandes momentos. A la Música y Caburga por la inspiración para seguir caminando (a veces corriendo, y bien rápido!) por la vida. Al Negro, por todo su legado y enseñanza que mueve a tantos humanistas en el mundo.

Finalmente quisiera agradecer a mi Flaca, por el apoyo en este proceso particular, por el amor entregado, por todo lo que significas para mí y por todos los años que nos quedan para estar juntos y seguir aprendiendo, Te Amo Preciosa.

Acrónimos

EE	:	Eficiencia Energética
GEI	:	Gases de Efecto Invernadero
GD	:	Generación Distribuida
CHP	:	<i>Combined Heat and Power</i> (cogeneración)
SG	:	<i>Smart Grids</i> (Redes Inteligentes)
CNE	:	Comisión Nacional de Energía
NTSyCS	:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
OPF	:	Flujo de Potencia Óptimo
PSO	:	Optimización por enjambre de partículas
OLTC	:	Transformador con cambiador de tap bajo carga

Índice

1.	Introducción	1
1.1	<i>Motivación.....</i>	<i>1</i>
1.2	<i>Objetivos.....</i>	<i>4</i>
1.3	<i>Alcance.....</i>	<i>5</i>
1.4	<i>Estructura del documento</i>	<i>6</i>
2.	Antecedentes	7
2.1	<i>Eficiencia Energética.....</i>	<i>7</i>
2.2	<i>Cogeneración.....</i>	<i>17</i>
2.3	<i>Redes Inteligentes</i>	<i>32</i>
2.4	<i>Redes de Distribución.....</i>	<i>35</i>
2.5	<i>Enfoque global y comentarios.....</i>	<i>38</i>
3.	Generación Distribuida.....	40
3.1	<i>Aspectos Generales.....</i>	<i>40</i>
3.2	<i>Marco Legal.....</i>	<i>41</i>
3.3	<i>Normativas técnicas</i>	<i>44</i>
3.4	<i>Interconexión a la red.....</i>	<i>45</i>
4.	Integración de Generación Distribuida	54
4.1	<i>El problema de la integración de GD</i>	<i>54</i>
4.2	<i>Gestión de red activa</i>	<i>56</i>
4.3	<i>Comentarios al capítulo.....</i>	<i>63</i>
5.	Propuesta de operación activa para la integración de GD	64
5.1	<i>Descripción conceptual de la propuesta.....</i>	<i>65</i>
5.2	<i>Planteamiento del problema de optimización.....</i>	<i>67</i>
5.3	<i>Modelo propuesto: PS-MPOPF.....</i>	<i>70</i>
6.	Estudio de casos	73
6.1	<i>Caso 1: Manejo de reactivos</i>	<i>73</i>
6.2	<i>Caso 2: Recortes de generación</i>	<i>79</i>

6.3	<i>Sensibilización de resultados</i>	88
7.	Conclusiones	91
8.	Bibliografía	95
Anexo A	A1
Anexo B	B1

Lista de Figuras

Figura 2.1: Consumo energético, producto interno bruto e Intensidad energética en Dinamarca, 1980-2006.	10
Figura 2.2: Evolución del consumo eléctrico por habitante [3].....	12
Figura 2.3: Estimación de costos de desarrollo de distintas alternativas de generación [4].	14
Figura 2.4: Ejemplo de ganancia de eficiencia en un sistema de Cogeneración [7].	18
Figura 2.5: Flujo de energía en un sistema eléctrico tradicional [7].	19
Figura 2.6: Sistema de cogeneración basado en motor de combustión interna [9].	23
Figura 2.7: Esquema sistema de cogeneración en base a turbina de vapor [9].	24
Figura 2.8: Sistema de cogeneración basado en turbina a gas [9].	26
Figura 2.9: Porcentaje de electricidad producida en régimen de Cogeneración por país [7].	27
Figura 2.10: Proyección de la fracción de electricidad cogenerada [7].	28
Figura 2.11: Electricidad y calor distrital producido por cogeneración (Dinamarca) [10]. .	30
Figura 2.12: Esquema de Red Activa en Distribución.	37
Figura 3.1: Esquema de un alimentador de Distribución sin GD [17].	46
Figura 3.2: Esquema alimentador de Distribución con GD [17].	47
Figura 3.3: Alimentador de distribución con un PMGD [18].....	50
Figura 4.1: Evolución diaria de la tensión en la barra 12 (0,4 kV).	61
Figura 4.2: Evolución diaria del nivel de pérdidas en la red.	62

Figura 5.1: Esquema de funcionamiento de la plataforma de operación activa.	66
Figura 5.2: Diagrama de flujo modelo PS-MPOPF.....	72
Figura 6.1: Alimentador Kunamoto, Japón [23].	74
Figura 6.2: Esquema de la red EHV1 para manejo activo.....	80

Lista de Tablas

Tabla 2-1: Capacidad instalada de Cogeneración por países al año 2006 [7].	27
Tabla 2-2: Proyección potencial de Cogeneración en Chile 2010-2020 [10].	31
Tabla 6-1: Parámetros eléctricos alimentador Kunamoto, Japón [23].	74
Tabla 6-2: Generados Distribuidos presentes en la red de Kunamoto.	75
Tabla 6-3: Datos demanda alimentador Kunamoto.	76
Tabla 6-4: Pérdidas en el alimentador para los distintos casos.	77
Tabla 6-5: Bloques horarios y precio de energía para cada escenario.	78
Tabla 6-6: Ahorros derivados del manejo activo, Caso Estudio 1.	78
Tabla 6-7: Parámetros alimentador UKDS-EHV1 para manejo activo [31].	81
Tabla 6-8: Características unidades GD caso UKGDS.	82
Tabla 6-9: Escenarios de demanda caso UKGDS.	82
Tabla 6-10: Resultados PS-OPF para el caso UKGDS, demanda mínima.	83
Tabla 6-11: Resultados PS-OPF caso UKGDS, demanda media.	85
Tabla 6-12: Resultados PS-OPF caso UKGDS, demanda máxima.	86
Tabla 6-13: Cuantificación de los recortes de generación, Caso Estudio 2.	88
Tabla 6-14: Sensibilización Precio de la Energía, Caso Estudio 1.	89
Tabla 6-15: Sensibilización Precio de la Energía, Caso Estudio 2.	90
Tabla A-1: Resultados Caso Base Demanda Mínima	1

Tabla A-2: Resultados PS - MPOPF Demanda Mínima.....	2
Tabla A-3: Resultados Caso Base Demanda Media	3
Tabla A-4: Resultados PS-MPOPF Demanda Media	4
Tabla A-5: Resultados Caso Base Demanda Máxima	5
Tabla A-6: Resultados PS-MPOPF Demanda Máxima.....	6

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

El problema del abastecimiento energético confiable, permanente y a bajo costo se ha vuelto cada vez más complejo de solucionar dado el aumento en la demanda de bienes y servicios a nivel mundial, lo que ha significado un alza en el estándar de vida del ciudadano promedio, permitiendo un mayor acceso a diversos bienes que se han vuelto una necesidad (computadores, internet, comunicaciones en general), así como a otros que entregan mayor comodidad y confort al usuario.

Si bien es un hecho que el problema mencionado no es solamente eléctrico, sino que a nivel de abastecimiento de energía primaria, es el sector eléctrico el que más se ha resentido, debido principalmente a que la mayoría de los artefactos y adelantos tecnológicos utilizados hoy en día hacen uso de electricidad para funcionar. Por otra parte, esta situación de aumento del consumo de electricidad se ha dado de la mano con el creciente rechazo de la ciudadanía hacia el desarrollo de proyectos eléctricos de gran escala, tanto plantas de generación como líneas de transmisión, situación que agudiza aún más el problema.

En respuesta a esto se han levantado alternativas relacionadas principalmente a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y la Eficiencia Energética (EE).

La EE corresponde a la disminución de la cantidad de energía primaria utilizada para la obtención de un bien, o la entrega de un servicio, sin una disminución en su calidad

1. Introducción

o confort. Este concepto ha sido incorporado en las políticas energéticas de muchos países alrededor del mundo, quienes han concluido que resulta más conveniente mejorar los procesos productivos y de consumo para ahorrar un kWh de electricidad que instalar capacidad para producir esa misma cantidad y producirla.

Formas de hacer EE hay muchas —por no decir infinitas—, sin embargo, la más efectiva y comprobada es, sin duda, la Cogeneración, la cual consiste en la producción en forma simultánea de calor útil y alguna otra forma de energía (electricidad típicamente).

En Chile existen experiencias exitosas de proyectos de Cogeneración, sin embargo, su desarrollo es aún bajo en relación a las otras formas de producir electricidad. Esto ha motivado el desarrollo de estudios de estimación de potencial de Cogeneración en el país, así como de diagnóstico y levantamiento de barreras.

De los estudios realizados sobre Cogeneración se ha concluido que el mayor potencial existente se encuentra en el sector industrial, mientras que las principales barreras que debe enfrentar la Cogeneración guardan relación con la interconexión a la red eléctrica. Esto último tiene directa relación con el hecho de que los potenciales proyectos son, en su mayoría, de pequeña o mediana escala y estarían conectados a la red eléctrica en el nivel de distribución, de modo que deben ser tratados como Generación Distribuida (GD).

La normativa de interconexión a la red para unidades de GD fue incorporada hace algunos años a la legislación eléctrica chilena, lo cual constituyó un paso importante en el levantamiento de barreras, sobre todo las relacionadas a la valorización de las inyecciones de energía y potencia de los GD. Sin embargo, el tratamiento técnico dado a la GD se basa en el concepto tradicional de redes de distribución, lo que redundó en exigencias de diseño muchas veces innecesarias y sobredimensionadas, empeorando la evaluación económica de los proyectos y coartando su desarrollo.

La situación de la GD en Chile no dista tanto de las realidades de otros países, principalmente debido a la manera en que se conciben las redes de distribución en el mundo, diseñadas exclusivamente para transportar la electricidad desde el sistema mayor hacia los consumidores finales, sin considerar la presencia de unidades de generación (GD) en las redes. Este escenario se ve ampliamente mejorado al considerar una red que cuente con los equipos y dispositivos que permitan a los usuarios y eventuales operadores de GD

1. Introducción

tomar decisiones en tiempo real sobre la operación de sus consumos o inyecciones de potencia, más aún si esto se ejecuta automáticamente y en forma optimizada.

El escenario mejorado descrito en el párrafo anterior corresponde a una red de distribución que incorpora el concepto de Redes Inteligentes, el cual contempla una serie de elementos que permiten una interacción en tiempo real entre los componentes del sistema (generadores, consumidores, operador de la red). Particularmente se puede concebir un sistema de gestión de los activos presentes en la red: inyecciones de potencia activa y reactiva de los GD, conexión o desconexión de bancos de condensadores y movimiento de los taps de transformadores con capacidad de regulación bajo carga.

Por estas razones es que resulta interesante el planteamiento de una propuesta conceptual y una plataforma de cálculo para llevar a cabo una gestión optimizada de la red de distribución con presencia GD. Esta propuesta se basa en un cambio de mirada para el tratamiento de la GD haciendo uso del concepto de Redes Inteligentes, la cual permitirá mejorar ampliamente las condiciones de interconexión para los recursos energéticos distribuidos, así como las condiciones de calidad y seguridad de servicio para los clientes de las empresas distribuidoras.

La propuesta desarrollada en este trabajo se centra en la optimización de la operación de las unidades de GD presentes en la red, en conjunto con la posición de los tap de los transformadores con capacidad de cambio bajo carga (normalmente en la cabecera). Esta se basa en el cálculo de las consignas de operación de los transformadores y generadores a través de un Flujo de Potencia Óptimo (*Optimal Power Flow*, OPF). El OPF utilizado para realizar los cálculos se ejecuta en el software MATLAB® y se programó sobre la base del OPF contenido en el paquete de cálculo de sistemas eléctricos MATPOWER®. Este paquete de cálculo ha sido utilizado en muchos trabajos y publicaciones, de modo que su efectividad ha sido probada. Sin embargo, tiene la desventaja de no contar con la posibilidad de optimizar la posición de los cambiadores de tap de los transformadores, de modo que hubo que programar esta opción para ampliar las posibilidades del algoritmo.

De esta forma, con los datos de la red ingresados en el formato utilizado por MATPOWER® es posible ejecutar el algoritmo desarrollado y con ello obtener consignas de operación que respetan los límites de máximas transferencias por los tramos del

1. Introducción

alimentador en estudio y los de máxima y mínima tensión en los nodos del mismo, a la vez que optimizan la operación de la red, maximizando la inyección de potencia de los GD, como primer objetivo, y disminuyendo las pérdidas en la red, como segundo objetivo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos generales

Este trabajo se plantea como objetivo general la elaboración de una propuesta conceptual que permita mejorar el desempeño de plantas de cogeneración de pequeña escala conectadas en redes de distribución, contribuyendo con esto a superar barreras técnicas y económicas asociadas a estos proyectos, y que muchas veces impiden su desarrollo efectivo, mermando así la penetración de esta tecnología como medida de EE en la industria.

La propuesta a desarrollar contempla la posibilidad de integrar las unidades de cogeneración en las decisiones de operación de la empresa distribuidora a la cual se encuentren conectadas, de modo de lograr una flexibilización en las restricciones impuestas por dicha empresa a la hora de aceptar la interconexión de estas unidades, además de contar con la posibilidad de utilizar las unidades de cogeneración como parte activa de la red de distribución, contribuyendo con ello a la seguridad y suficiencia del sistema de distribución, lo que se podría convertir en un servicio complementario —a nivel de distribución— acordado entre las partes.

Además, la propuesta conceptual elaborada es apoyada y complementada por el desarrollo de una plataforma de cálculo basada en un Flujo de Potencia Óptimo (OPF), que permite determinar consignas de operación óptimas para unidades de cogeneración presentes en una red de distribución. De esta forma, mediante la implementación de esta plataforma de cálculo en la operación de la red distribución, se logra una integración óptima de las unidades de cogeneración en la operación de la red, pasando con ello a ejercer un modelo de gestión activo sobre ella, cambiando la forma en que se han operado tradicionalmente las redes de distribución y dando un giro hacia el nuevo paradigma de las llamadas Redes Inteligentes (*Smart Grids*).

1.2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo se enlistan a continuación:

- Presentar un diagnóstico de las principales dificultades que presenta la interconexión de unidades de GD a las redes de distribución
- Efectuar una revisión del concepto de Redes Inteligentes y sus posibles aplicaciones a la mejora de las condiciones de integración de la GD
- Desarrollar e implementar una propuesta conceptual basada en Redes Inteligentes para la integración de las unidades de GD en la operación de la red de distribución
- Desarrollar una herramienta de gestión de red que permita la integración en forma óptima de las unidades de GD
- Contextualizar el trabajo en torno a la promoción de la Cogeneración como medida de Eficiencia Energética

1.3 Alcance

La propuesta presentada en este trabajo busca lograr la implementación de un esquema de manejo activo de una red de distribución con presencia de GD. Para esto considera el desarrollo e implementación de una plataforma de cálculo de consignas de operación optimizadas para los elementos de una red de distribución con presencia de GD, como medida de apoyo a la concreción del potencial de Cogeneración por medio de unidades de pequeña escala existente en el país.

La plataforma implementada considerando la optimización de los siguientes elementos:

- Inyección de potencia activa de los GD
- Inyección/absorción de potencia reactiva de los GD
- Posición del tap del transformador de cabecera y otros presentes en la red

Cabe mencionar que la plataforma desarrollada se contextualiza en un ambiente basado en Redes Inteligentes, de modo que se da por sentado la existencia de un sistema de medición de variables eléctricas en la red, así como un sistema de comunicación y

1. Introducción

actuación que permita ejecutar los cambios en las variables de control calculados mediante el algoritmo presentado.

Por otra parte, si bien la plataforma de cálculo se desarrolla en forma general, esta se encuentra pensada para unidades de Cogeneración —dada la motivación de este trabajo—, de modo que está adaptado para unidades de GD con capacidad de inyección y absorción de reactivos (generadores sincrónicos, básicamente), además de contar con orden de despacho prioritario, *i.e.*, que no se pueda desplazar en el tiempo y que, consecuentemente, sea de bajo costo.

1.4 Estructura del documento

El documento se estructura de la siguiente manera:

- En el capítulo 1 se presenta la introducción del trabajo, el alcance y los objetivos propuestos
- El capítulo 2 contiene los antecedentes generales que sustentan el trabajo
- El capítulo 3 está dedicado al tema de la Generación Distribuida, su marco legal y normativo, así como los principales aspectos relativos al problema de su interconexión con la red
- El capítulo 4 presenta dos trabajos que muestran herramientas concretas que permiten una mejora en las condiciones de integración de la GD en la operación de la red, ampliando la capacidad de GD posible de alojar en la red sin efectuar modificaciones a esta y optimizando la operación para disminuir las pérdidas en distribución
- En el capítulo 5 se presenta la propuesta desarrollada en este trabajo, la cual funde los trabajos presentados en el capítulo anterior, además de presentar la plataforma de cálculo correspondiente
- En el capítulo 6 se presentan dos estudios de caso que permiten dar cuenta del uso concreto que puede tener la plataforma implementada
- El capítulo 7 contiene las conclusiones del trabajo

Capítulo 2

Antecedentes

2.1 Eficiencia Energética

La Eficiencia Energética (EE), como concepto, corresponde a la relación entre la producción de un bien o servicio y la cantidad de energía consumida en dicha producción. Esta definición tiende a generar la impresión de que se trata de un concepto simple en su comprensión y potencialidades, sin embargo, sus alcances y notables beneficios lo han llevado a ser considerado por muchos países como la columna vertebral de su política energética de largo plazo.

Con el propósito de fijar ideas, en el marco de este trabajo *se entenderá por EE a las distintas acciones ejercidas con el fin de obtener una disminución de la cantidad de energía primaria empleada en la obtención de un producto —final o intermedio— sin que ello signifique una pérdida del nivel de confort o calidad de éste* [1]. Esta definición deja abierta la posibilidad de obtener ahorros de energía primaria a través de cualquier vía, pudiéndose tratar de un cambio tecnológico, optimización de procesos o un cambio de hábitos a nivel usuario, por mencionar algunas.

2.1.1 Importancia de la Eficiencia Energética

La EE presenta una serie de elementos, tanto conceptuales como concretos, que la han llevado a ser considerada una alternativa prioritaria a la hora de fijar políticas de desarrollo bajo un enfoque de competitividad —desde un punto de vista económico—, seguridad de abastecimiento y sustentabilidad.

El aporte potencial de la EE a la competitividad radica en la menor intensidad energética lograda en un proceso energéticamente más eficiente que otro, lo que se traduciría en un menor costo de producción, entregando así ventajas comparativas frente a otros productos provenientes de procesos más ineficientes. De esta forma, la EE se perfila como una estrategia económica de optimización de procesos.

Por otra parte, la EE es sinónimo de reducción de demanda, por lo que se transforma en una fuente potencial a ser incorporada en la matriz energética, pudiendo desplazar inversiones en capacidad instalada y/o generación basada en recursos más costosos, tanto económica como socialmente. De esta forma, la EE puede ser entendida como una fuente flexible de abastecimiento energético, aportando seguridad de abastecimiento y sustentabilidad al disminuir los requerimientos y utilización¹ de energéticos. Este punto es particularmente relevante en un país como Chile, en que más del 68%² de la energía primaria utilizada corresponde a importaciones, lo que redundaría en una alta vulnerabilidad de abastecimiento.

Estas son algunas de las ventajas que presenta la EE, a las que se pueden agregar otras más, siendo un buen ejemplo las exigencias relacionadas a la llamada *huella de carbono*, la cual se espera corresponda, en el mediano —incluso corto— plazo, al primer índice de medida de la intensidad de emisiones asociadas a la producción de un bien, índice que será tomado en cuenta a la hora de establecer relaciones comerciales importantes [2].

¹ Al hablar de requerimientos se hace referencia al concepto de capacidad de abastecimiento (potencia), mientras que utilización hace alusión al gasto mismo del energético (energía).

² A partir del BNE 2008, disponible en www.cne.cl.

2.1.2 Eficiencia Energética en el mundo

A nivel internacional, la EE encuentra distintos niveles de acogida según sea la situación particular de cada país, pudiéndose señalar ciertos factores que determinan, en mayor o menor grado, el desarrollo de medidas y políticas tendientes a fomentarla, como lo son: el nivel de desarrollo económico (PIB¹ *per cápita*); niveles de emisión de *Gases de Efecto Invernadero* (GEI) y los compromisos adoptados para su reducción o mantención; y el grado de dependencia energética.

A continuación se tratarán los casos de Dinamarca y el estado norteamericano de California, siendo estos dos de los principales ejemplos a nivel mundial en la implementación de políticas sostenidas y decididas de fomento de la EE.

Dinamarca

Dinamarca constituye el gran ejemplo a nivel mundial en la implementación de políticas sostenidas de fomento de la EE. Su aventura en el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y la EE comenzó luego de la crisis del petróleo en la década de los 70's, época en que Dinamarca importaba —en forma de petróleo— más del 90% de sus requerimientos de energía primaria, de modo que dicha crisis de abastecimiento y alza de precios develó la vulnerabilidad energética en que se encontraba el país. Esta situación motivó el desarrollo de una política energética basada en el desarrollo de EE² y la explotación de fuentes energéticas locales, especialmente ERNC y la Cogeneración, todo esto con miras en lograr independencia respecto a la importación de combustibles.

La búsqueda de alternativas para conseguir independencia energética —lograda finalmente en 1997— ha llevado a Dinamarca a desacoplar su crecimiento económico del consumo energético, situación que queda reflejada en la figura 2.1, en donde se muestra la evolución del GDP³, el consumo energético y la intensidad energética el país entre 1980 y 2006. En la figura 2.1 se aprecia cómo Dinamarca ha podido conciliar un gran desarrollo

¹ Producto Interno Bruto de un país.

² En Dinamarca es más común el término “Ahorro Energético” —*Energy Savings*—, el cual, sin embargo, hace referencia al mismo concepto que el acá usado como EE.

³ Gross Domestic Product, equivalente al PIB.

2. Antecedentes

económico —cercano al 80% en 25 años— manteniendo prácticamente constante su consumo energético.

El éxito de Dinamarca en la consecución de sus logros energéticos se basa en el desarrollo de ambiciosas y decididas políticas de fomento de la EE y las ERNC, las cuales han sido permanentes en el tiempo —independiente de los cambios de gobierno— debido a que cuentan con un gran apoyo de la ciudadanía. Esta continuidad ha permitido el desarrollo de inversiones de largo plazo por parte de privados y un notable avance en investigación y desarrollo de tecnologías y experiencia práctica —*know how*— relativas a la EE y, sobre todo, a las ERNC. Un buen ejemplo del desarrollo tecnológico llevado a cabo por Dinamarca corresponde a las turbinas eólicas, en donde se ubica como líder a nivel mundial cubriendo aproximadamente un tercio del mercado mundial.

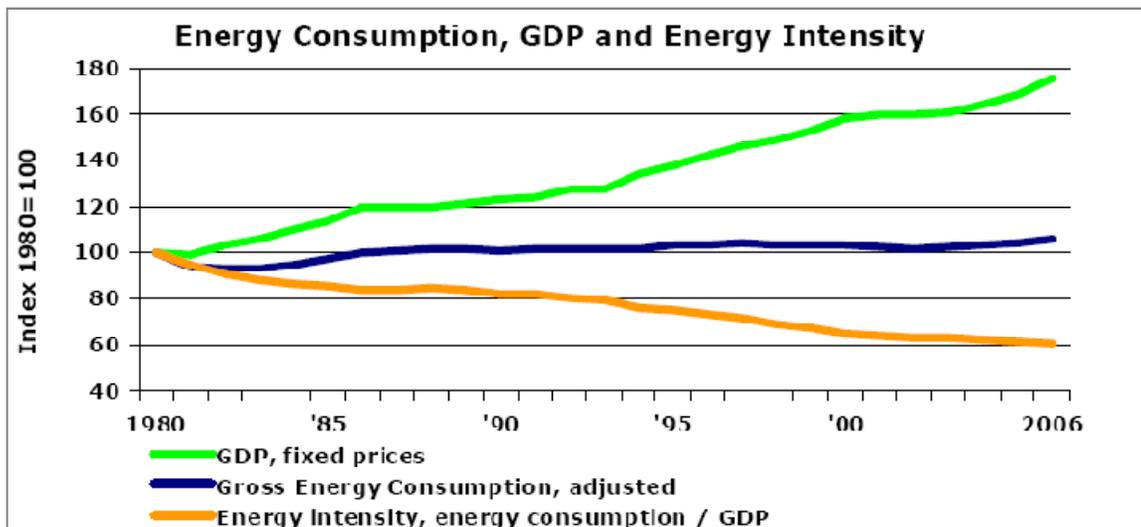


Figura 2.1: Consumo energético, producto interno bruto e Intensidad energética en Dinamarca, 1980-2006.

En la misma línea de la promoción de nuevas tecnologías relacionadas a la producción o consumo de energía —en adelante, tecnologías de la energía¹— cabe destacar la creación del *Programa de Desarrollo y Demostración de Tecnologías de la Energía*² (EUDP), cuyo principal objetivo es promover proyectos de nuevas tecnologías de la energía que

¹ Energy Technologies, en inglés.

² Energy Technology Development and Demonstration Programme.

2. Antecedentes

contribuyan en reducir la dependencia de combustibles fósiles y reducir las emisiones de GEI¹.

Un pilar importantísimo en la obtención de los logros en EE por parte de Dinamarca ha sido, sin lugar a dudas, el uso intensivo que se da a la Cogeneración, situación que se viene dando desde hace muchos años, principalmente en forma conjunta con el uso de Calor Distrital (*District Heating*). Esta situación se ve reflejada en que cerca de la mitad de la electricidad generada en el país se realiza en régimen de Cogeneración. Más adelante se hará referencia a este hecho.

California

El estado de California es el más poblado de Estados Unidos con una población cercana a los 37 millones de habitantes. Su *Producto Estatal Bruto* es el más alto del país, ubicándose dentro de las 10 economías más grandes del mundo al compararle con los PIB por país. A su vez, a nivel estatal California ostenta el segundo mayor consumo energético en los EEUU, mientras que su consumo *per cápita* es uno de los menores, situación que se ve reflejada en la figura 2.2, en que se muestra el consumo eléctrico anual por habitante en los EEUU y en el estado de California.

¹ Ver www.eudp.dk.

2. Antecedentes

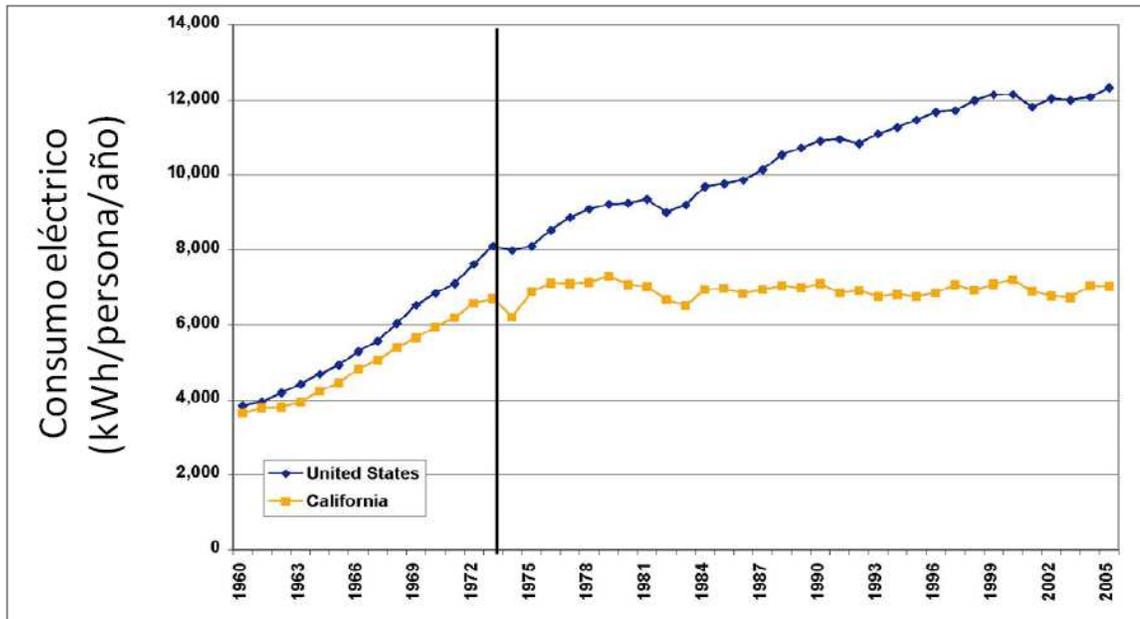


Figura 2.2: Evolución del consumo eléctrico por habitante [3].

La figura anterior da cuenta de la implementación sostenida de políticas energéticas *in pro* del uso eficiente de la energía, situación motivada principalmente por lograr un aumento en la seguridad de abastecimiento y una reducción de sus emisiones de GEI.

Estructura del sector energético

California posee un mercado eléctrico desintegrado verticalmente luego de un largo proceso iniciado en el año 1993, luego del cual se separaron las actividades de generación, transmisión y distribución, las que pueden ser desarrolladas por entidades públicas o privadas, siendo estas últimas las que cubren la mayor parte de cada segmento.

A nivel organizacional es posible distinguir ciertos organismos encargados de regular y supervisar el mercado eléctrico en California, dentro de los cuales destacan la *California Energy Commission* (CEC), principal organismo estatal encargado de la política energética y la planificación; y la *California Public Utilities Commission* (CPUC), organismo

2. Antecedentes

encargado de la regulación de las distribuidoras¹ privadas que operan en el estado, las denominadas *Investor Owned Utilities* (IOU).

En lo que a EE respecta, la CEC se encarga de promover el uso eficiente de la energía en todos los niveles, establecer estándares de eficiencia en diversos ámbitos y fijar metas de ahorro. La CPUC, por su parte, es la encargada de aprobar los programas de EE que las distribuidoras presentan, además de evaluar el cumplimiento de las metas fijadas por la CEC.

Bajo este esquema las *utilities*² juegan un rol clave, pues son ellas las encargadas de diseñar e implementar los programas de EE que buscan lograr las metas de ahorro propuestas por la CEC.

La idea de entregar a las distribuidoras la responsabilidad de diseñar e implementar los programas de EE radica en la relación directa que tienen con los usuarios y la confianza de estos, además de contar con los recursos técnicos y económicos disponibles. A lo anterior se suma el conocimiento que estas empresas tienen —por lo general— de las oportunidades existentes en el campo de la EE y la mayor facilidad, dado su carácter de proveedores de energía, de balancear de buena manera las inversiones del lado de la oferta y de la demanda [4].

Política Energética

Como se ha mencionado, la EE ha sido establecida en California como una prioridad en términos de la implementación de medidas para asegurar el abastecimiento eléctrico como para reducir sus emisiones de GEI. Esta situación queda reflejada en el *Energy Action Plan*³ (EAP), el cual define las líneas de acción en el ámbito energético. Este plan integral, desarrollado cada tres años aproximadamente, cita en su última versión (2008) a la EE como primera prioridad a la hora de realizar inversiones destinadas a fines energéticos, lo cual es respaldado por una estimación de costos de instalación de nuevos

¹ Las “utilities” son las distribuidoras de servicios básicos —electricidad, gas, agua, etc. — en una cierta zona.

² Al referirse a utilities o distribuidoras, se debe entender que alude sólo a las empresas de distribución privadas. Esto es válido sólo para el caso de California.

³ Plan de Acción Energética.

2. Antecedentes

recursos energéticos que la ubican como la fuente más económica, con un costo de “generación” de entre 2 a 4 US¢/kWh [4]. Esta situación se muestra en la figura 2.3.

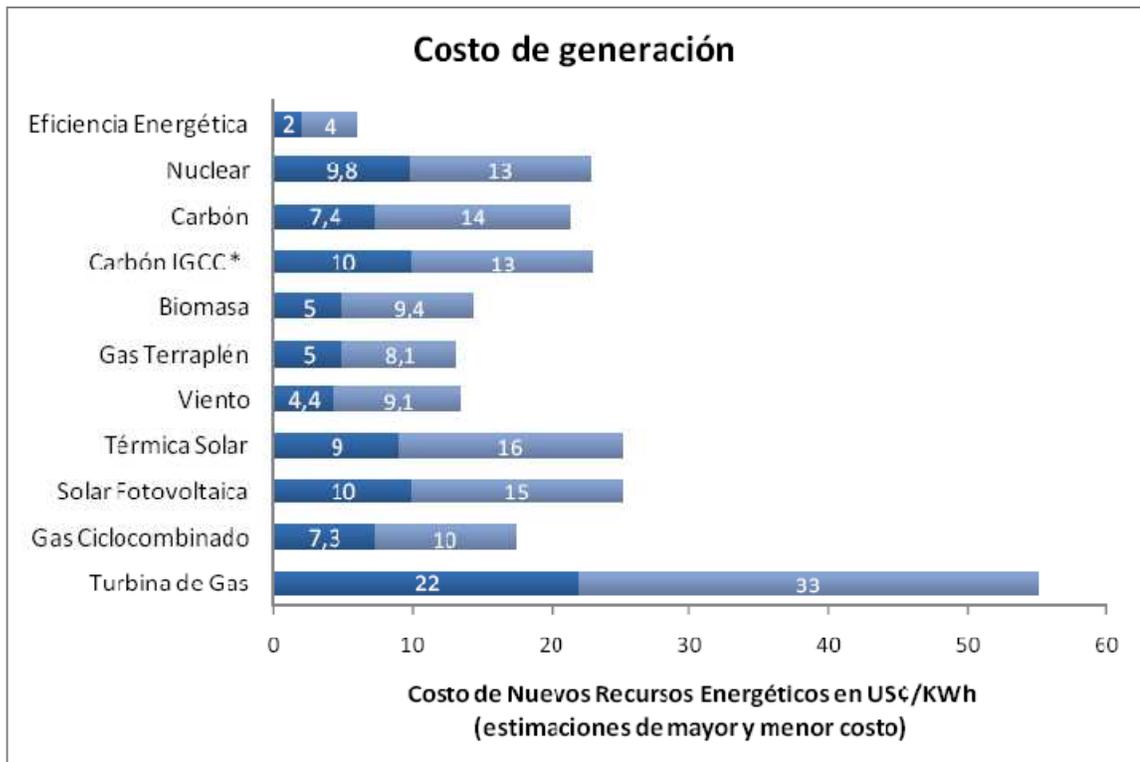


Figura 2.3: Estimación de costos de desarrollo de distintas alternativas de generación [4].

En el mismo EAP se presentan como prioridades siguientes a la hora de hacer inversiones en el sector energético, el manejo de la demanda, las ERNC y la generación distribuida. Esto último resulta relevante para el desarrollo de este trabajo ya que los temas citados se tratarán de alguna forma aquí, ya sea de forma directa o indirecta, pero todos alineados bajo el objetivo central: Eficiencia Energética.

Dentro de las distintas medidas que ha implementado el estado de California para favorecer el desarrollo de programas de EE se encuentran dos que presentan especial relevancia: *Revenue Decoupling* y *Shareholder Risk/Reward Incentive Mechanism*. A continuación se pasa a describir cada uno de ellos.

Revenue Decoupling

El mecanismo denominado *Revenue Decoupling* —Desacople de Ingresos— es aplicado al modelo de negocio de las distribuidoras. Este consiste básicamente en garantizar a las empresas distribuidoras —reguladas— un ingreso fijo basado en la demanda proyectada en independencia de las ventas que, finalmente, efectúen a sus clientes. Esto se logra mediante una corrección *a posteriori* de las tarifas eléctricas, en que se ajustan de modo tal que las empresas obtengan las ganancias proyectadas en el periodo de fijación tarifaria anterior.

Este mecanismo presenta una serie de ventajas y desventajas, las cuales son analizadas en detalle en [4]. A continuación se presentan las que parecen más relevantes:

Ventajas:

- Remueve el desincentivo de las empresas distribuidoras a desarrollar proyectos de EE.
- En general, la principal componente del costo de energía para el usuario final corresponde al costo de generación, de modo que un aumento en el costo por distribución no debiera anular el efecto económico de reducción de consumo.
- Reduce el riesgo en la recuperación de los costos de la distribuidora.
- Los mecanismos de ajuste para nivelar los ingresos en forma *ex post* son más bien simples y se efectúan en periodos regulares, evitando posibles litigios entre las empresas y el regulador.

2. Antecedentes

Desventajas:

- No incorpora, en sí mismo, el concepto de optimización de instalaciones y operación de la empresa distribuidora (al no existir empresa modelo), sólo se auditan balances anuales que reflejan el desempeño real o histórico de la empresa.
- No incentiva a las empresas a desarrollar los mejores programas de EE, con mayor impacto en el largo plazo.
- El consumidor recibe una señal contradictoria al no percibir todo el beneficio por sus reducciones de consumo. Menor consumo implicaría, *a priori*, aumento en el cargo por distribución.

Shareholder Risk/Reward Incentive

Este mecanismo consiste en entregar premios o penalización a las empresas en función del grado de cumplimiento de las metas de reducción de consumo establecidas por la autoridad. La idea central de este mecanismo es alinear los intereses de los consumidores y de los accionistas de las empresas de distribución.

Para obtener los beneficios esperados se deben implementar una serie de medidas que en su conjunto definen este mecanismo. A continuación se mencionan las principales de estas medidas:

- Establecer incentivos atractivos como posibilidad de ingresos para las empresas en caso de cumplir o superar las metas de ahorro establecidas.
- Establecer penalizaciones a las empresas en caso de no cumplir las metas de ahorro.
- Los cálculos para determinar los beneficios netos y las reducciones de consumos (kWh, kW) se deberán llevar a cabo por la CPUC y por consultores independientes de acuerdo a un protocolo previamente fijado [5].

Se espera que la aplicación de este mecanismo subsane algunas de las desventajas citadas para el *Revenue Decoupling*, sobre todo en lo que respecta a la implementación de buenas —las mejores— medidas de EE.

2. Antecedentes

Luego de la revisión efectuada es posible concluir que California plantea un cambio de paradigma en cuanto a la visión tradicional del rol de la empresa de distribución, en que a esta se le remunera por la entrega del servicio “*Electricidad*”, mientras que ahora se pretende remunerar además por la entrega del producto “*Eficiencia Energética*”.

2.2 Cogeneración

Se entiende por Cogeneración (CHP) a la producción simultánea de calor útil y electricidad, desde una misma fuente o energético primario, para ser utilizados en el lugar en que fueron producidos o en las cercanías. Esta definición explica el hecho de que la Cogeneración sea tratada en la literatura técnica por medio de la frase en inglés “*Combined Heat and Power*” (CHP), siendo ésta mucho más común que su traducción literal — *Cogeneration*— la que, sin embargo, también es utilizada.

La Cogeneración se puede desarrollar a partir de una amplia gama de tecnologías, basándose siempre en un proceso integrado que combine la generación eléctrica y producción (recuperación) de calor¹. Esta configuración básica se logra a partir de una máquina motriz, un generador eléctrico, un recuperador de calor y un sistema de control. La idea general es bastante simple: la máquina motriz, mientras mueve el generador eléctrico, disipa calor que es recuperado y entregado como producto final luego de un proceso intermedio que le da las características de presión y temperatura requeridas. Por otra parte, los sistemas CHP pueden utilizar prácticamente cualquier combustible —diesel, carbón, desechos de distinto tipo², etc.—, siendo el gas natural y la biomasa dos referentes importantes a nivel mundial.

La principal ventaja de los sistemas CHP radica en el uso eficiente del energético primario empleado, alcanzando eficiencias del orden del 80% —más de 90% en algunos casos [6]— en el proceso global, lo que se traduce en una transformación del 80% del combustible en energía útil. Esta situación se diferencia del caso en que ambos procesos se desarrollan en forma separada principalmente por el aprovechamiento que se hace del calor

¹ Producción o recuperación de calor pasan a ser sinónimos debido a que el calor entregado, como producto final, es el resultado de la recuperación del calor residual (*wasted heat*) del proceso de producción eléctrica.

² En inglés se denomina “*Municipal Waste*”.

2. Antecedentes

residual de uno de los procesos —calor o electricidad— para llevar a cabo el otro, lo que se lleva finalmente al aumento de la eficiencia global.

En términos de aumento de eficiencia de los sistemas CHP, en relación a la producción por separado, se tiene que este dependerá tanto de la tecnología como del combustible utilizado, así como también de los sistemas de producción de calor y electricidad desplazados. La figura 2.4 muestra un esquema simple en que se compara una planta de Cogeneración y un sistema de producción de vapor y electricidad convencional —por separado—; el aumento de eficiencia es evidente.

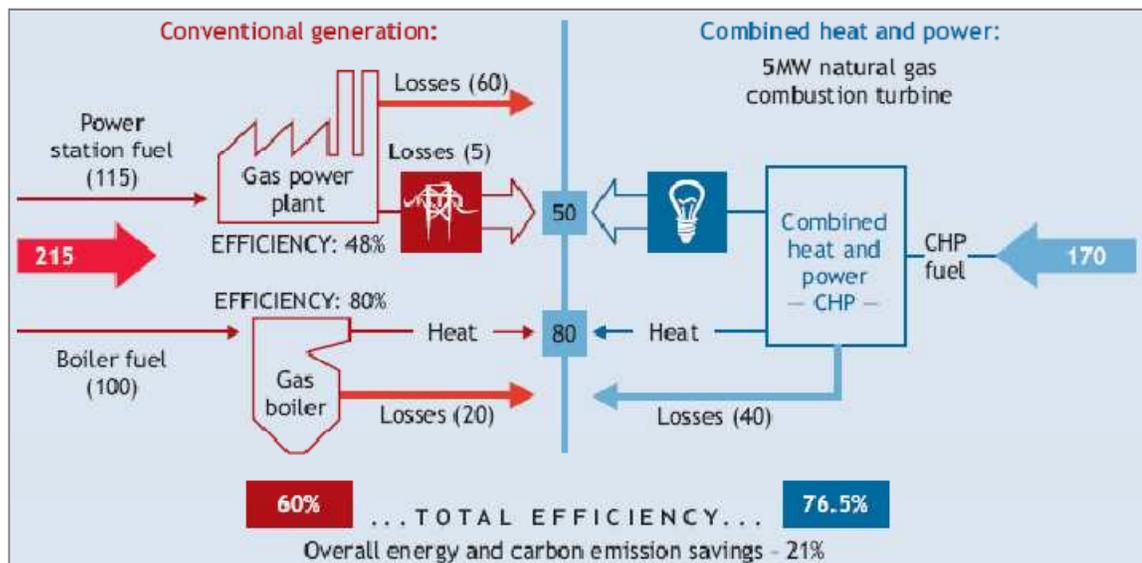


Figura 2.4: Ejemplo de ganancia de eficiencia en un sistema de Cogeneración [7].

Lo mencionado en el párrafo anterior presenta una clara oportunidad para desarrollar sistemas CHP como medida de EE en los lugares en que se requiera de una provisión de calor y electricidad en forma permanente. Esto último, sin embargo, se puede reducir exclusivamente a la necesidad de una demanda permanente de calor, dado que la electricidad es hoy en día un requerimiento básico y primordial para el buen desarrollo de las actividades humanas, a lo que se suma la facilidad de contar con redes de transmisión-distribución por las que es posible evacuar los eventuales excedentes de un proceso de Cogeneración.

2. Antecedentes

Por otra parte, dado que los sistemas CHP producen calor para ser consumido en el mismo sitio de producción —o en el entorno—, el desarrollo de estos sistemas se puede ver como una oportunidad para mejorar la eficiencia de la generación de electricidad, puesto que se ahorran pérdidas de transmisión, además de la eficiencia misma de la Cogeneración en el uso del energético primario.

La figura 2.5 muestra el flujo de transformación de energía correspondiente a la producción de electricidad en forma convencional. En dicha figura es posible observar la gran cantidad de energía que se pierde en forma de calor durante la producción térmica de electricidad, situación que puede ser subsanada por la utilización de Cogeneración, aprovechando ese calor sobrante en procesos que lo requieran, o bien, produciendo electricidad *on-site* a partir de calores residuales de procesos en que se requieren flujos de calor.

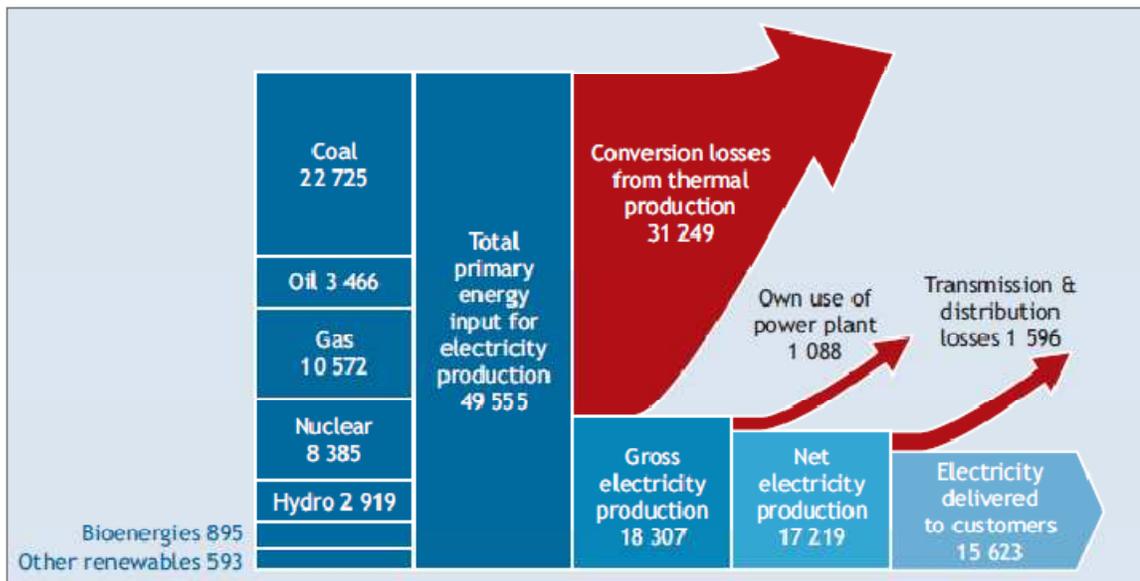


Figura 2.5: Flujo de energía en un sistema eléctrico tradicional [7].

2. Antecedentes

Los sistemas CHP se pueden categorizar *grosso modo* en dos grupos de acuerdo a la prioridad que cada central le otorga a los productos —electricidad y calor¹— obtenidos:

- Los sistemas CHP de *ciclo de cabecera* corresponden a plantas destinadas prioritariamente a la producción de electricidad, obteniéndose calor como subproducto del proceso completo.
- Los sistemas CHP de *ciclo de cola* operan siguiendo una demanda de calor (producto priorizado), entregando electricidad como subproducto.

Las centrales de ciclo de cabecera corresponden en mayor medida a centrales de tamaño considerable (cientos de MWe), lo que se condice con su utilización en centrales productoras de electricidad y calor en forma dedicada, vale decir, cuyo propósito es comercializar ambos productos y no abastecer un proceso en particular. Por su parte, las centrales de ciclo de cola presentan —en general— dimensiones menores (cientos de kWe) que las de ciclo de cabecera, lo que va de la mano con su utilización en aplicaciones industriales o del sector servicios (hospitales, comercio, etc.) principalmente.

La denominación de ambos grupos está relacionada a la ubicación relativa a la red eléctrica en que típicamente se encuentran estas centrales —cola o cabecera de alimentadores— según sus usos más comunes, tal como se mencionó en el párrafo anterior.

Los sistemas CHP se pueden encontrar en rangos de tamaño que van de unos pocos kWe hasta grandes centrales de unos 500 MWe. Normalmente estos sistemas son dimensionados de acuerdo a la demanda de calor que se pretende abastecer, lo que se debe a la mayor facilidad —y menor costo— de transportar los excedentes del producto electricidad que de calor.

Para obtener un diseño óptimo de la central de Cogeneración, se suele ajustar el tamaño de la planta a la demanda media —o de base— del consumo de calor que se pretende abastecer, de modo de utilizar la central a su máxima capacidad (nominal) durante la mayor parte del tiempo, manteniendo en muchas ocasiones calderas de respaldo para

¹ Además de los productos electricidad y calor, es posible obtener frío del proceso de Cogeneración. Sin embargo, a lo largo de este trabajo se hablará, en términos generales, sólo de electricidad y calor (útil) por ser éstos los productos más comunes y para evitar sobrecargar la redacción.

2. Antecedentes

absorber las demandas más altas; por otra parte, los excedentes de electricidad pueden ser evacuados y comercializados a la red de distribución —o transmisión, según sea el caso— desde donde se puede obtener, a la vez, la energía faltante en caso de falla de la central CHP o en caso de que la generación de esta sea insuficiente para cubrir totalmente la demanda. El hecho de operar la central de Cogeneración a plena carga contribuye a maximizar la eficiencia del proceso, razón que lleva al diseño planteado.

De lo tratado en el último párrafo se puede concluir que estos sistemas deben ser entendidos, en primera instancia, como una fuente de calor útil de la que, se obtiene electricidad como subproducto [7]. Esta última afirmación corresponderá al enfoque que se le dará a la Cogeneración en este trabajo, lo que no implica en ningún caso una inviabilidad de la eventual implementación de sistemas CHP de ciclo de cabecera en Chile.

2.2.1 Tecnologías de Cogeneración

Como se mencionó anteriormente, es posible realizar un proceso de cogeneración prácticamente con cualquier tecnología y combustible; sin embargo, existe un grupo de tecnologías que han sido —y son— las más utilizadas. Estas corresponden preferentemente a tecnologías que emplean una máquina motriz para accionar el generador eléctrico, produciendo calor durante el proceso de accionamiento de dicha máquina motriz. Esto ha llevado a clasificar las tecnologías empleadas en cogeneración a partir, justamente, del tipo de máquina motriz —*prime mover*, en inglés— que se utiliza.

A continuación se presenta una breve descripción de las principales tecnologías empleadas como máquinas motrices en procesos de cogeneración:

Motores de Combustión Interna

Los Motores de Combustión Interna (MCI) empleados en los sistemas CHP corresponden a motores que operan bajo los mismos principios que los motores utilizados en la industria automotriz, siendo el petróleo diesel y el gas natural los principales combustibles usados en estos sistemas.

Estos motores operan básicamente gracias al movimiento de una serie de pistones ubicados dentro de cilindros en los cuales se inyecta una mezcla de combustible y aire que

2. Antecedentes

explota al ser comprimida por el pistón, provocando la expansión de la mezcla y, por ende, el movimiento ascendente del pistón, el que repite nuevamente el ciclo de modo de obtener un movimiento continuo.

Durante el ciclo de trabajo de estas máquinas se genera una gran cantidad de calor en forma de gases de escape y calentamiento de la máquina misma. Este calor es recuperado esencialmente por cuatro vías: gases de escape, circuito de refrigeración por agua del motor, del lubricante y del turbo. El calor se recupera principalmente en forma de agua caliente o vapor de baja presión —menor a 30 psig—. La alta temperatura de los gases de escape puede generar vapor a una presión mayor —hasta unos 150 psig—, pero estos gases corresponden sólo a aproximadamente la mitad de la energía térmica disponible (extraíble) del motor.

Por otra parte, esta tecnología de *prime mover* cuenta con una serie de características que lo convierten en una buena alternativa para distintas aplicaciones, algunas se presentan a continuación:

- Partida rápida
- Buen seguimiento de carga
- Buena eficiencia relativa para distintos niveles de carga
- Alta disponibilidad con poco mantenimiento
- Equipos muy estándar, fácilmente agrupables para operar en sincronismo
- Disponibles desde pequeñas unidades hasta grandes motores

En [8] se señalan las aplicaciones más típicas de los sistemas CHP basados en MCI, las cuales se enlistan a continuación:

- Producción de vapor utilizando la salida de los gases de escape y, en paralelo, producción de agua caliente —90 a 130°C— utilizando el sistema de refrigeración del motor.
- Producción de agua caliente a mayor temperatura —sobre 150°C— sobrecalentando el agua del circuito de refrigeración mediante los gases de escape del motor.

2. Antecedentes

- Aplicación directa de los gases de escape del motor en procesos de secado en que estos no afecten la calidad del producto.
- Empleo de intercambiadores de calor en los gases de escape para calentar aire o agua.

En la figura 2.6 se muestra un esquema típico de un sistema de cogeneración basado en un MCI.

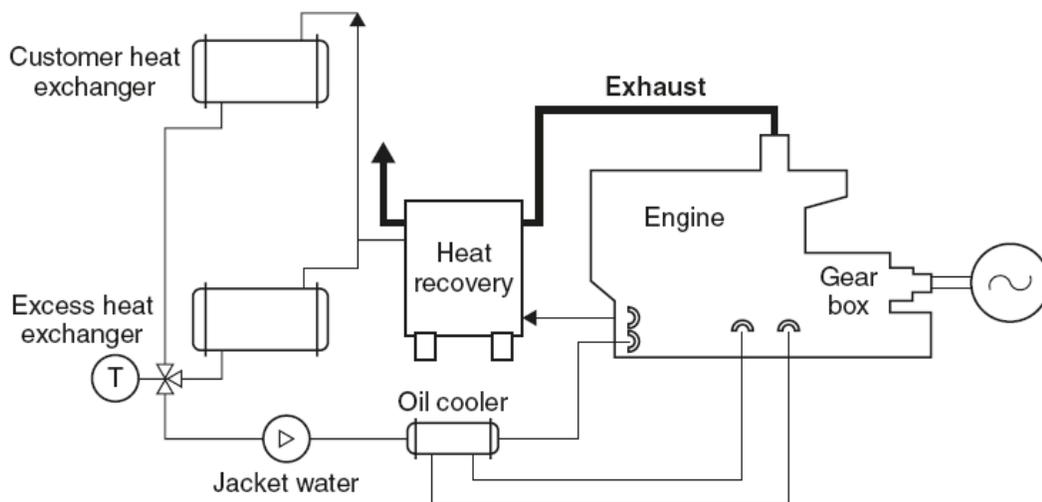


Figura 2.6: Sistema de cogeneración basado en motor de combustión interna [9].

Turbina a Vapor

Esta tecnología se utiliza principalmente en sistemas en que se requiere producir vapor de buena calidad y alta presión debido a la necesidad de una fuente de vapor para generar electricidad a partir del movimiento producido por la turbina —a través de la cual se pasa el vapor—. Normalmente esta fuente de vapor corresponde a una caldera en que se quema algún tipo de combustible —carbón, gas natural, diesel, biomasa, desechos— para producir el vapor mediante el *ciclo de Rankine*, el cual consiste en calentar agua presurizada, llevándola hasta la temperatura de evaporación para luego ser sobrecalentada. Alternativamente se puede utilizar este tipo de turbinas mediante el uso de calderas recuperadoras de calor, las que pueden tomar los gases calientes provenientes de otro proceso —turbina a gas, por ejemplo—.

2. Antecedentes

Las turbinas a vapor se encuentran en rangos entre los 50 kW hasta unos 1000-1300 MW, lo cual ofrece una amplia gama de aplicaciones. Las turbinas de tamaños mayores —empleadas en la producción de electricidad en forma exclusiva— alcanzan eficiencias del orden de 46-47%, mientras que las de tamaños menores —utilizadas en sistemas de cogeneración— alcanzan, normalmente, eficiencias del orden de 30-42%.

Existen varias maneras de utilizar estos sistemas caldera/turbina a vapor de acuerdo a su aplicación. Una forma es pasar parte del vapor por la turbina y otra parte directamente al proceso. Otra forma es tomar el vapor de la caldera, pasarlo por la turbina y luego derivar el vapor a la salida de la turbina hacia el proceso, de modo que la producción de la turbina queda supeditada a la demanda de calor del proceso productivo. También es posible tomar el vapor desde la turbina antes de la salida, así como una combinación de las formas citadas.

Finalmente, cabe señalar que las turbinas a gas presentan un nivel de emisiones de acuerdo a la caldera y combustible empleados, situación que debe ser tomada en cuenta a la hora de optar por esta tecnología y escoger sus componentes.

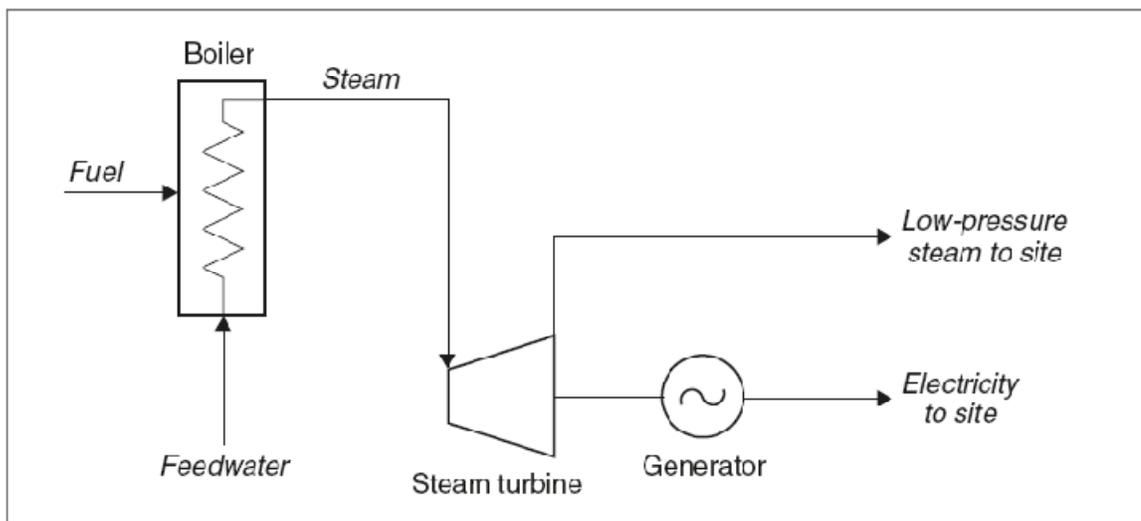


Figura 2.7: Esquema sistema de cogeneración en base a turbina de vapor [9].

Turbina a Gas

Estas turbinas, a diferencia de las de vapor, queman combustible directamente, pasando por la turbina los gases resultantes de dicho proceso de combustión. Operan bajo el

2. Antecedentes

ciclo termodinámico conocido como ciclo de Brayton, el cual consiste en tomar el aire a presión atmosférica, comprimirlo y calentarlo para luego ser expandido al pasar por la turbina.

Se encuentran en tamaños que van desde 1MW hasta unos 250MW, alcanzando típicamente eficiencias del orden de 39% para las unidades grandes y hasta un 42% aproximadamente para unidades más pequeñas.

El calor entregado por estas turbinas en los sistemas de cogeneración se obtiene de los gases de escape, los cuales se encuentran a altas temperaturas, suficiente como para producir vapor a alta presión y temperatura. Esto hace que esta tecnología sea empleada cuando se tiene una demanda de vapor de alta calidad, el cual puede obtenerse a partir del uso de una caldera recuperadora de calor.

Lo anterior le entrega a los sistemas de cogeneración basados en turbinas a gas la flexibilidad extra de poder balancear la producción de vapor con la producción de electricidad mediante el empleo de una turbina a vapor a la salida de la caldera recuperadora, la cual puede tomar los excedentes de vapor —que no serán utilizados en el proceso productivo— y emplearlos en la producción de electricidad adicional. Alternativamente, el exceso de aire con que cuentan los gases de salida de la turbina permite el uso de un quemador extra en la caldera recuperadora de modo de producir vapor adicional. Estos esquemas de diseño y operación logran eficiencias del orden de 90% en los mejores casos para el proceso global.

2. Antecedentes

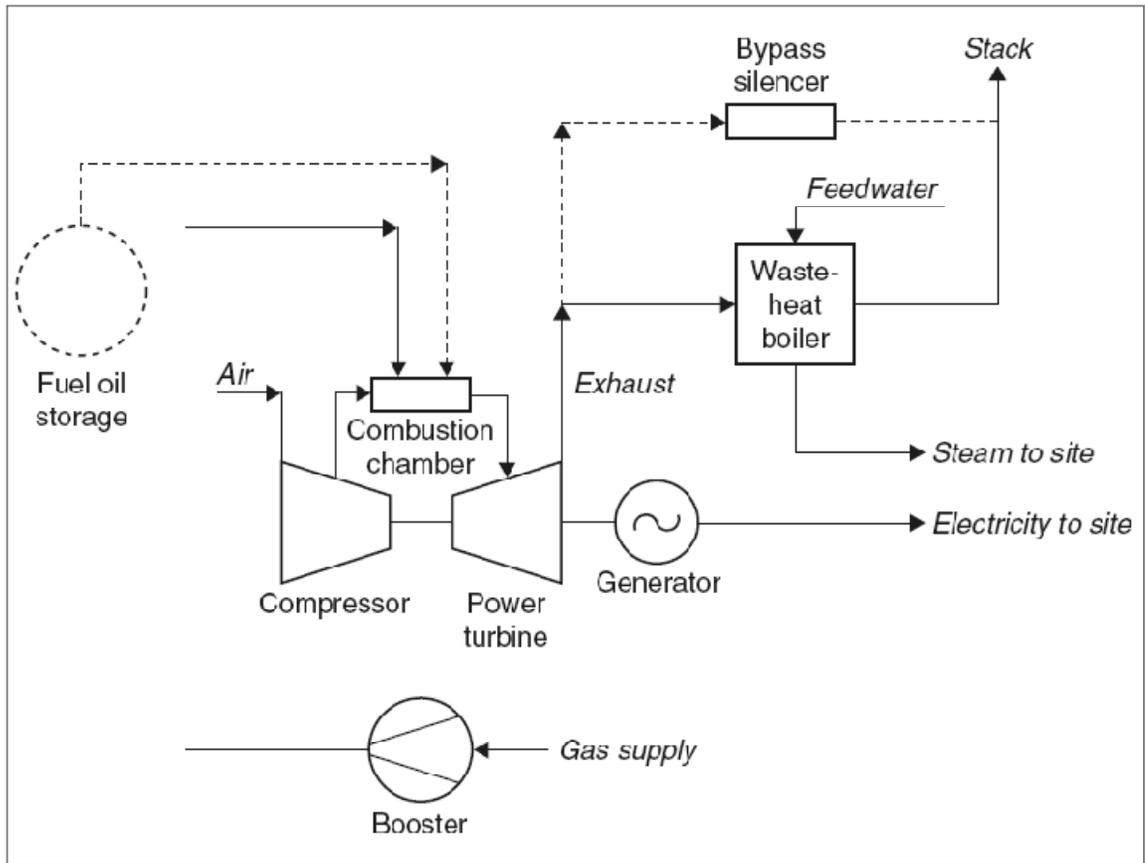


Figura 2.8: Sistema de cogeneración basado en turbina a gas [9].

2.2.2 Cogeneración en el mundo

Los niveles de penetración de la Cogeneración en el mundo varían considerablemente de un país a otro, encontrando países que han optado fuertemente por esta opción tecnológica, generando diversas medidas de apoyo y fomento de esta, como también países en que el concepto es utilizado a muy baja escala. La tabla 2-1 muestra la capacidad instalada de Cogeneración en distintos países del mundo.

2. Antecedentes

Tabla 2-1: Capacidad instalada de Cogeneración por países al año 2006 [7].

País	MWe	País	MWe	País	MWe
Estados Unidos	84.707	España	6.045	México	2.838
Rusia	65.100	Italia	5.890	Hungría	2.050
China	28.153	Finlandia	5.830	Bélgica	1.890
Alemania	20.840	Dinamarca	5.690	Australia	1.864
India	10.012	Inglaterra	5.440	Singapur	1.602
Japón	8.723	Eslovaquia	5.410	Estonia	1.600
Polonia	8.310	Rumania	5.250	Brasil	1.316
Taiwán	7.378	República Checa	5.200	Indonesia	1.203
Holanda	7.160	Corea	4.522	Portugal	1.080
Canadá	6.765	Suecia	3.490	Chile	670
Francia	6.600	Austria	3.250	Grecia	240

En este mismo contexto cabe señalar que, al ser absolutos, estos números no dan cuenta de la intensidad en el uso de la Cogeneración por parte de estos países. Esta estadística resulta compleja de elaborar y no se encuentra disponible para todos los países mostrados en la tabla anterior. No obstante, la figura 2.9 muestra la fracción de electricidad generada en régimen de Cogeneración en relación al total producido por distintos países durante el año 2008.

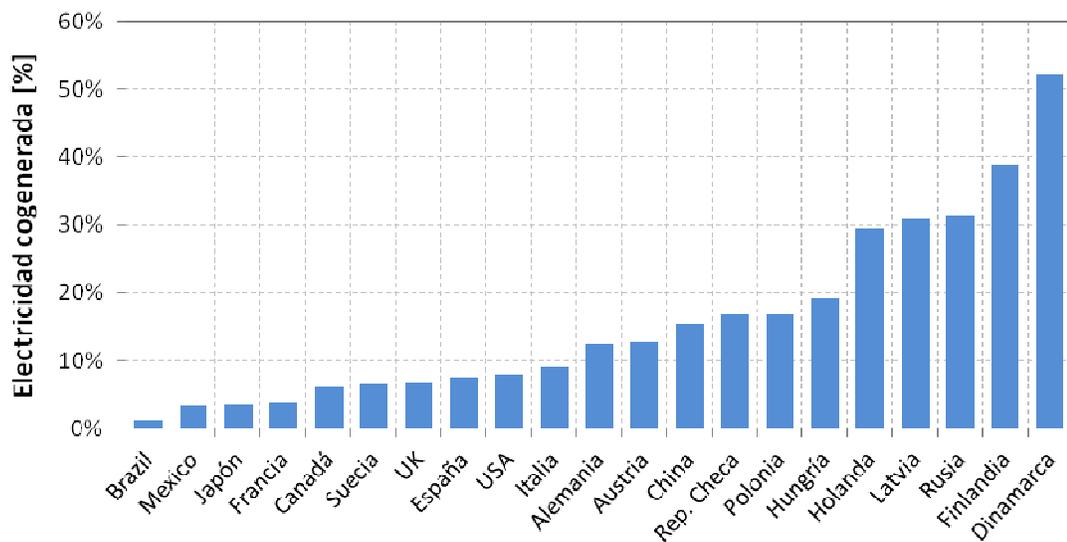


Figura 2.9: Porcentaje de electricidad producida en régimen de Cogeneración por país [7].

2. Antecedentes

En la figura 2.9 se destaca fuertemente el caso de Dinamarca, con cerca del 50% de electricidad producida bajo régimen de Cogeneración, seguido por Finlandia y Rusia, con una producción entre 30 y 40%.

Si bien el rol que juega hoy en día la Cogeneración es más bien marginal en la mayoría de los países, esta situación debiera cambiar dentro de los próximos años. Los altos precios de los combustibles y la preocupación por el calentamiento global han motivado diversos intentos por promover el uso de la Cogeneración, situación que se refleja en las proyecciones que ha hecho la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*, IEA), en las cuales se señala una tendencia general de creciente penetración de esta tecnología. La figura 2.10 da cuenta de esta situación.

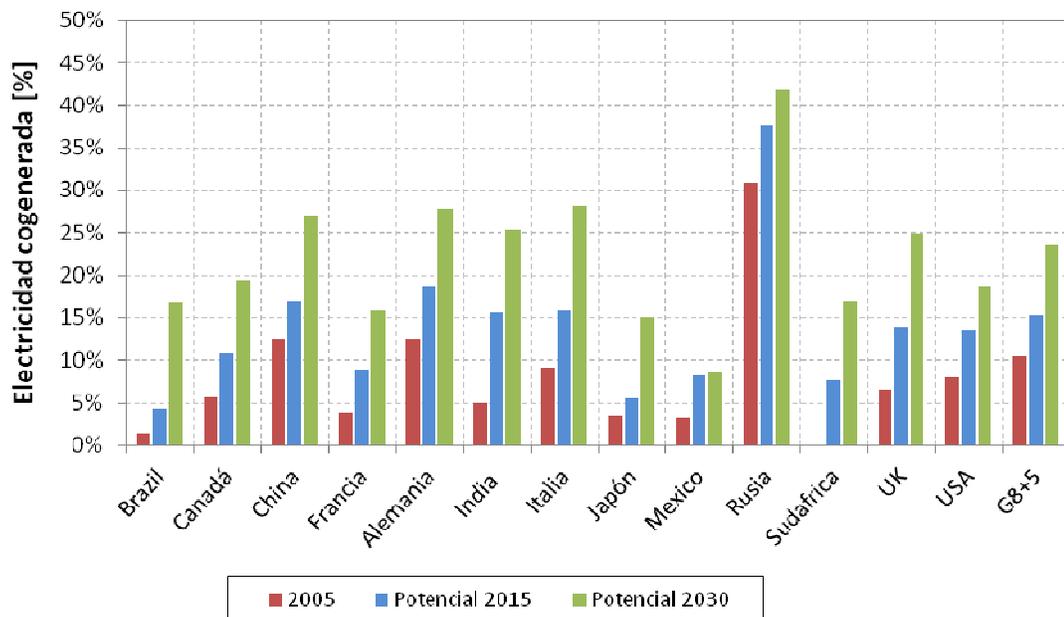


Figura 2.10: Proyección de la fracción de electricidad cogenerada [7].

Iniciativas de apoyo y fomento de la Cogeneración

Tanto Los niveles de penetración actuales, como las proyecciones mostradas para los distintos países, no corresponden a un hecho fortuito, sino que han sido el fruto de políticas dedicadas al fomento de esta tecnología. De esta manera, en todos los países con niveles de penetración altos (incluidos en la figura 2.10) es posible constatar la existencia de iniciativas de apoyo y fomento de esta tecnología, ya sea por medio de incentivos

2. Antecedentes

tributarios, subsidios a la inversión, esquemas de tarifas especiales (*feed-in-tariff*) o, incluso, medidas más básicas como la sola promoción de esta tecnología y la estimación de potenciales.

En Alemania, por ejemplo, el desarrollo de la Cogeneración ha sido potenciado fuertemente durante la última década, encontrándose fuertemente ligado a los desarrollos en redes de calor distrital. Durante este periodo se promulgaron dos “Leyes de Cogeneración” (2002 y 2008), las cuales apuntan principalmente a la reducción de emisiones de CO₂. En la primera ley (2002) se establece el derecho de conectarse a la red eléctrica —para las plantas de Cogeneración—, así como se promueve el mejoramiento de las centrales ya en operación y la creación de nuevas centrales de Cogeneración de pequeña escala (menores a 2MW), las cuales reciben una devolución parcial de los pagos por peajes de transmisión además de un *feed-in-tariff* por la electricidad inyectada a la red. La ley del año 2008 amplía el *feed-in-tariff* para todas las plantas, sin límite de tamaño, extendiendo este beneficio hasta el año 2016, además considera para estos fines tanto la electricidad inyectada a la red como la utilizada para autoabastecerse. Junto con lo anterior se introduce la entrega de subsidios a la inversión, tanto para centrales nuevas (hasta un 20% de la inversión) como para la conversión de centrales térmicas convencionales en centrales de Cogeneración (hasta un 50% de la inversión) [10].

En el caso de Dinamarca, el gran desarrollo de las plantas de la Cogeneración se ve relacionado estrechamente con el desarrollo de las redes de calor distrital como forma de obtención de calor útil, ya sea para calefacción u otros usos de tipo industrial. En este sentido, la apuesta realizada por Dinamarca fue una combinación entre el uso de herramientas de mercado y otras de carácter normativo, ya que, por una parte, se otorgó el derecho a todas las autoridades locales para exigirles a los usuarios que se conecten a las redes de calor distrital o gas natural existentes en la zona (año 1982), lo que posteriormente fue complementado con la prohibición del uso de electricidad para la obtención de calor (año 1988); y por otra parte, se establecieron altos impuestos a la utilización de combustibles fósiles para la producción de calor, no así para la producción de electricidad, lo que entrega claros incentivos para el uso de Cogeneración [10]. La figura 2.11 da cuenta de la relación entre calor distrital cogenerado y la electricidad producida bajo este régimen.

2. Antecedentes

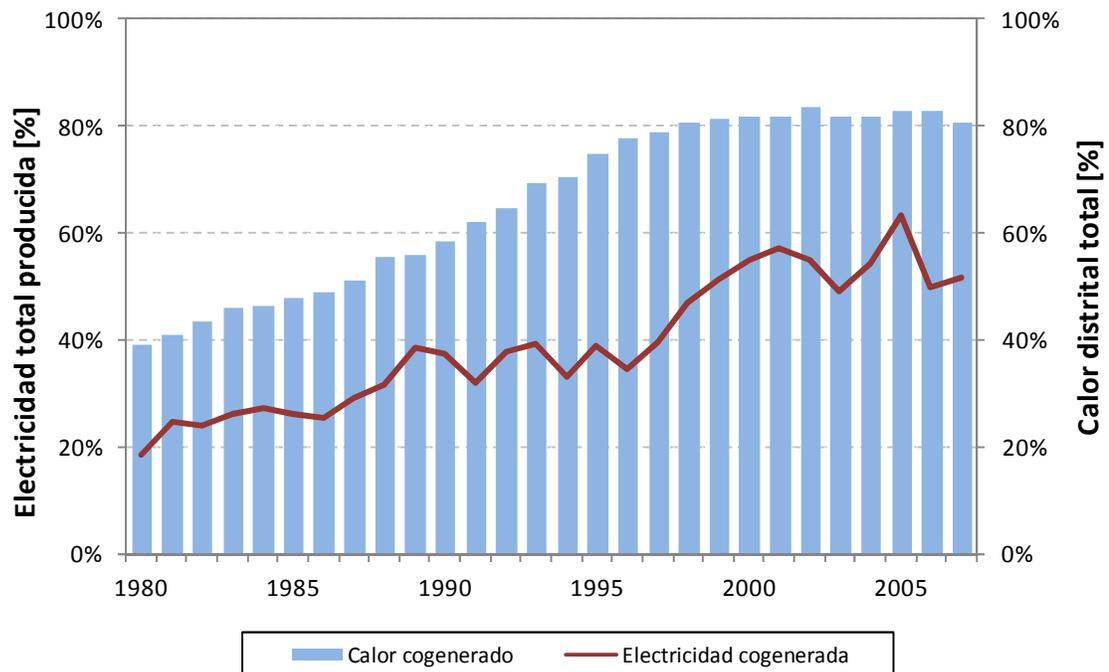


Figura 2.11: Electricidad y calor distrital producido por cogeneración (Dinamarca) [10].

2.2.3 Cogeneración en Chile

La Cogeneración ha tenido un desarrollo menor en nuestro país, concentrándose la potencia instalada en grandes plantas en base a biomasa, las cuales se encuentran ligadas principalmente a la industria de la celulosa.

Actualmente se tiene registro de 28 plantas de Cogeneración operando en el país, sumando un total de 670 MWe, lo cual corresponde a un poco más del 7% de las plantas termoeléctricas instaladas en el país [10].

No obstante este desarrollo incipiente, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha encargado la elaboración de estudios en diferentes momentos (1995, 2004 y 2009) acerca de las posibilidades de la Cogeneración en el país. Estos estudios fueron aumentando en profundidad en cuanto trato del tema y los alcances dados, lo cual se vio apoyado por las experiencias previas y la aparición de normativas que abrieron nuevas posibilidades de estudio. Todo lo anterior indica que existe una preocupación latente de parte de la autoridad por el tema, situación que motiva aún más el desarrollo de este trabajo.

2. Antecedentes

En el último de los estudios mencionados [10] se realiza una estimación del potencial de Cogeneración en el país, así como una proyección de la potencia instalada al año 2020 bajo tres escenarios distintos. El potencial técnico estimado al año 2009 alcanza un total de 1.859 MWe, el cual se basa íntegramente en el sector industrial y minero, correspondiente al foco del estudio. La proyección del potencial de Cogeneración presentado en el estudio se resume en la Tabla 2-2, la cual presenta la evolución estimada para los tres escenarios considerados, los cuales se diferencian entre sí por la cantidad de barreras que suponen superadas, desde las más básicas (conocimiento de la tecnología) hasta las más complejas (facilidades de conexión a la red, tanto en alta como media tensión).

Tabla 2-2: Proyección potencial de Cogeneración en Chile 2010-2020 [10].

Año	Potencia Instalada para cada escenario [MWe]		
	Básico	Intermedio	Avanzado
2010	670	670	670
2011	731	731	731
2012	793	793	793
2013	854	854	854
2014	859	944	998
2015	865	1.034	1.141
2016	870	1.124	1.285
2017	875	1.215	1.428
2018	880	1.305	1.572
2019	886	1.395	1.715
2020	891	1.485	1.859

También en [10] se dan a conocer una serie de barreras técnicas, económicas, normativas y de conocimiento identificadas durante el desarrollo de este. Allí se señala que estas barreras no varían en forma significativa con respecto a las constatadas a nivel internacional. A su vez, resulta interesante destacar que en este estudio se realizó además un trabajo de campo con el objetivo de identificar barreras que se develaron sólo al momento de emprender el desarrollo de un proyecto de este tipo, y no antes. Dado que la cantidad de barreras identificadas son muchas, a continuación se presenta un punteo con las principales:

- Escasa difusión de la tecnología (tanto a nivel académico como público)

2. Antecedentes

- Escasez de mediciones de variables de estado en procesos (pocos datos)
- Escaso reconocimiento de las externalidades positivas de la Cogeneración
- Altos precios de combustibles para proyectos de pequeña escala (industrial)
- Complejidad del mercado eléctrico nacional
- Dificultades técnicas para interconectarse a la red y normativas pendientes sobre el tema¹
- Políticas públicas orientadas principalmente a asegurar abastecimiento y no al buen uso de la energía.

2.3 Redes Inteligentes

En la actualidad los sistemas eléctricos —transmisión, distribución— se desarrollan bajo esquemas muy convencionales, manteniendo características similares en los distintos lugares del mundo. Particularmente, resulta evidente, a la hora de diseñar los sistemas, el establecimiento *a priori* de que los sistemas se comportarán de la misma forma en que lo han hecho desde siempre, *i.e.*: un sistema abastecido por grandes centrales ubicadas lejos de los centros de consumo inyectando su energía y potencia al sistema de transmisión —alta tensión— para que sea transportada por este, pasando por el sistema de distribución, hasta los consumidores finales, quienes actúan exclusivamente como una demanda pasiva.

Con el correr de los años, el gran avance tecnológico en los distintos campos, especialmente en las telecomunicaciones e internet, la paulatina entrada al mercado de los vehículos eléctricos, así como la creciente preocupación por la seguridad de abastecimiento eléctrico y la difusión de nuevas formas de generación a nivel mundial, han develado un estancamiento en la forma de operar y diseñar las redes eléctricas. Conceptos como Generación Distribuida (GD), Cogeneración (CHP) y, en general, las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), se topan rápidamente con las limitaciones técnicas y de gestión de las actuales redes, siendo especialmente crítico el caso de las redes de distribución., cuyo diseño se basa en la premisa de que éstas deben transportar electricidad

¹ Se hace referencia esencialmente a la normativa del sector eléctrico y el tratamiento de ciertos aspectos técnicos relativos a la interconexión de unidades de Cogeneración de pequeña escala. Esto será revisado en detalle en el Capítulo 3.

2. Antecedentes

en una sola dirección —aguas abajo—, constituyéndose en una barrera para la entrada de medios de generación conectados en ese nivel de tensión.

Los nuevos tiempos plantean la necesidad de un sistema eléctrico mucho más flexible, que sea capaz de incorporar las nuevas tecnologías de generación y almacenamiento en los distintos niveles de la red, a la vez que sea posible efectuar un uso óptimo de las instalaciones —léase: producción, transporte y almacenamiento— incorporando criterios de seguridad, confiabilidad, calidad de servicio y otros de índole económica.

Lo discutido en los párrafos anteriores dio origen al concepto de “*Smart Grids*” (SG) —Redes Inteligentes—, el cual busca dar respuesta a las inquietudes y dificultades planteadas.

Si bien la definición de SG no es única, es posible vislumbrar ciertas características que le son atribuibles y que son revisadas por R. Palma y G. Jiménez en [2 págs. 157-166]. El trabajo citado comienza listando las características que el Departamento de Energía de los E.E.U.U. (U.S. *Department of Energy*, DOE) le atribuye a las SG:

- Permite una participación informada del cliente/consumidor
- Considera todas las opciones de generación y almacenamiento
- Habilita nuevos productos, servicios y mercados
- Provee potencia de calidad para la economía digital
- Optimiza las instalaciones y opera eficientemente
- Se anticipa y responde ante perturbaciones en el sistema
- Opera robustamente frente a ataques y desastres naturales.

Para poder implementar lo expuesto, es necesaria la inclusión masiva de sensores, sistemas actuadores, tecnologías de medición y esquemas de automatización en todos los niveles de la red (transmisión, distribución y usuarios finales). Lo anterior se constituye en una plataforma de comunicación multipropósito que se encuentre distribuida en el sistema y que permita la interacción entre los distintos actores del sistema. Esta plataforma de comunicación y operación debe tener en cuenta la incorporación de una serie de sistemas

2. Antecedentes

y/o consideraciones que permitan llevar a cabo los propósitos expuestos, entre los que se pueden mencionar:

- Sistema de información e inteligencia distribuido en el sistema, utilizando técnicas de avanzadas de control que hagan un uso intensivo de modelos estocásticos y que consideren criterios de seguridad y calidad de servicio.
- Sistemas de control inteligente que sean capaces de extender los servicios intercambiados entre los distintos agentes del mercado eléctrico y posibilitar un uso óptimo de las instalaciones de transmisión (Servicios Complementarios, SSCC).
- Considerar la incorporación masiva de GD, la que puede ser coordinada a través de la red inteligente, de modo de utilizar los recursos energéticos disponibles y gestionarlos en forma óptima, además de aprovechar el potencial de los GD como proveedores de SSCC al actuar en forma coordinada.
- Equipos de control que permitan actuar de manera eficiente ante fallas del sistema.
- Considerar la incorporación de equipos inteligentes por el lado de la demanda, tanto a nivel doméstico —lavadoras, secadoras, etc.— como industrial.
- Considerar la incorporación de vehículos eléctricos, que por un lado demandan nuevas estructuras para posibilitar su carga en distintos puntos, al tiempo que permiten disponer de una capacidad de almacenamiento y la posibilidad de transformarse en pequeñas fuentes de generación en situaciones de congestión.
- Equipos y tecnologías avanzadas, tales como: superconductores de alta temperatura, sistemas de almacenamiento, ultra capacitores, transformadores y motores de alta eficiencia, Equipos FACTS¹, etc.

¹ Del inglés, *Flexible Alternate Current Transmission Systems*.

2.4 Redes de Distribución

2.4.1 Redes de Distribución actuales (pasivas)

Diseño

Tradicionalmente las redes de distribución de electricidad han sido diseñadas como Redes Pasivas, es decir: redes destinadas a recibir energía (proveniente en forma exclusiva del sistema mayor) y transportarla hasta los consumos finales.

Detrás de esta concepción queda implícita la consideración de flujos de potencia en una sola dirección, lo que implica que tanto la magnitud de los flujos, como las tensiones en los distintos nodos, se distribuyen en forma decreciente a lo largo del alimentador.

En estas condiciones no se hace necesario contar con una filosofía de operación compleja de la red, pues conociendo los niveles de demanda del alimentador es posible conocer *a priori* (*i.e.*, durante la etapa de diseño) las condiciones de operación esperadas [11]. Con estos antecedentes se realiza el dimensionamiento de la red de forma tal que se cumplan las restricciones físicas de los materiales y equipos que conformarán la red, así como aquellas impuestas por la normativa correspondiente, las que guardan relación principalmente con los niveles de tensión admitidos en puntos de conexión de clientes, los cuales deben encontrarse dentro de una banda en torno a la tensión nominal de la red. Este conjunto de restricciones se debe cumplir para todas las condiciones de operación esperadas, de modo que se escogen las condiciones de operación más exigentes, en que las restricciones se cumplen en forma exacta —o con poca holgura—, para efectuar el diseño final de la red [12]. Esta forma de diseño se conoce como enfoque de peor caso —*worst case*—.

Operación

El enfoque de peor caso utilizado para diseñar las redes de distribución es consistente con una filosofía de operación de las redes que contempla muy pocas acciones de control, puesto que el énfasis dado a la etapa de diseño de la red es simplemente complementado por la operación de los recursos de red, los que se limitan esencialmente al control de tensión a partir del cambio de posición del tap del transformador de poder

2. Antecedentes

(OLTC) de la S/E Primaria de Distribución (SEPD) y la conexión/desconexión de bancos de condensadores, así como la inclusión de transformadores reguladores —*booster*— [11] [12]. En cualquier caso, estas acciones de control sobre la tensión a lo largo del alimentador son de tipo discreto, lo que a veces genera variaciones transitorias de tensión que provocan problemas en ciertos equipos, afectando la calidad del producto entregado —electricidad—.

2.4.2 Redes de distribución activas

Las redes de distribución activas corresponden a un caso particular de Red Inteligente aplicada a redes de distribución. La principal diferencia entre la antigua concepción —red pasiva— y esta, radica en la filosofía de operación de las redes, pasando de una red con una operación muy limitada y un número reducido de acciones de control, a una red que toma acciones de control sobre los distintos elementos presentes en ella de acuerdo al estado de la red. Además, una red activa contempla la posible presencia de unidades de GD y las considera como parte de la red, pudiendo ejercer acciones de control sobre ellas en caso de ser necesario [13].

Para implementar un manejo activo en una red de distribución se requiere implementar un esquema de gestión de red que permita, primero, conocer el estado de operación de la red; luego, tomar decisiones sobre las acciones a ejecutar y, finalmente, ejecutar dichas acciones sobre las distintas variables de control de que se dispone. Este esquema es conocido en la literatura como *Distribution Management System* (DMS) y consiste esencialmente en un Estimador de Estado (SE¹) y un Programador de las Operaciones de Control (CS²) [14]. El SE procesa las mediciones entregadas por los instrumentos ubicados en los puntos de interés a lo largo de la red de modo de conocer en la forma más precisa posible el estado de la red, lo que se traduce en determinar las tensiones en todas las barras de la red en estudio y los flujos de potencia en los distintos tramos de ella. El CS toma como datos de entrada la estimación efectuada por el SE y, a partir de ellos, entrega como salida las consignas de operación optimizadas para los distintos componentes de la red sobre los cuales es posible generar acciones de control. El CS se puede implementar bajo esquemas

¹ SE, del inglés *State Estimation*.

² CS, del inglés *Control Scheduling*.

2. Antecedentes

de optimización estáticos, que toman resultados previamente estudiados para ciertas condiciones de operación típicas (*e.g.*: demanda alta, baja o media) generando así una lista de acciones predefinidas, o bien esquemas basados en Flujos de Potencia Óptimos (OPF) que se van adaptando permanentemente a las condiciones de operación de la red.

En el diagrama de la figura 2.12 se aprecia con claridad la interacción entre los distintos componentes del sistema de control de una red activa. En él es posible distinguir las variables de entrada al sistema — esencialmente mediciones— y su procesamiento primario en el estimador de estado de las distintas variables, para luego entrar al CS, en donde se toman decisiones de operación en respuesta a los cambios en las condiciones de la red.



Figura 2.12: Esquema de Red Activa en Distribución.

En la arquitectura de red presentada es posible distinguir configuraciones de equipos (*hardware*) y sistemas de procesamiento de datos (*software*). Entre los equipos se encuentran todos aquellos necesarios para efectuar las mediciones de las variables de interés (flujos por las líneas, tensión, corriente) y los sistemas de comunicación, mientras que los sistemas de procesamiento corresponden al Estimador de Estado (SE) y el DMS. Estas dos componentes corresponden a la parte más importante de una arquitectura de red activa, puesto que corresponden a la parte “inteligente” del sistema.

Cabe notar que las citadas acciones de control sobre los componentes de la red (incluido el GD) no sólo se ejecutan cuando la red tenga problemas, sino que pueden ser ejecutadas para mejorar la calidad del producto entregado a los clientes finales. En

particular, la presencia de unidades de GD en alimentadores de distribución puede contribuir en forma significativa a realizar un control activo de tensión en su punto de conexión, mejorando del perfil del alimentador y evitando las variaciones bruscas de tensión —a diferencia del control por medio de cambiadores de tap—. La ejecución de medidas de control en forma constante, o bien gatilladas por alguna situación particular, tendrá que ver directamente con el esquema de CS escogido, ya sea a través de OPF o por lista de acciones predefinidas.

En síntesis, las redes de distribución activas se presentan como la plataforma ideal para obtener los máximos beneficios derivados de la presencia de GD, entregando soluciones óptimas desde el punto de vista técnico y económico: mejora perfiles de tensión, desplaza inversiones en la red, disminuye las pérdidas y hace un uso óptimo de las instalaciones.

2.5 Enfoque global y comentarios

Hasta aquí se han descrito en forma general cuatro conceptos. El primero —EE— corresponde al objetivo último y motivación de este trabajo, mientras que los siguientes aparecen como medios para conseguir dicho objetivo. Por la razón anterior los conceptos han sido presentados en orden jerárquico, desde lo más general a lo particular, pero siempre entendiendo cada uno de ellos en el contexto de la búsqueda de alternativas para el desarrollo de medidas de EE que apunten a generar un ahorro de energía primaria y, con ello, propiciar una mejor utilización del recurso.

De esta manera, se escogió la Cogeneración como medida de EE a promover debido a su alta efectividad en la concreción de ahorro de energía. Esto, a su vez, llevó a estudiar la GD, atendiendo a que la concentración del potencial de Cogeneración existente en el país se encuentra en este sector de la economía, lo que daría lugar al desarrollo de proyectos de Cogeneración de pequeña escala que se conectarían a la red de distribución desde donde abastecen actualmente sus consumos (*i.e.*, GD). Esta situación, como se vio anteriormente, trae consigo una serie de dificultades técnicas, las que son actualmente resueltas por medio del reforzamiento de las redes, lo que se traduce muchas veces en una barrera económica importante para la concreción de los proyectos.

2. Antecedentes

En este contexto se pretende entregar una solución a las dificultades de interconexión mediante la incorporación de conceptos e ideas propias de las Redes Inteligentes al diseño y operación de las redes de distribución.

Capítulo 3

Generación Distribuida

3.1 Aspectos Generales

3.1.1 Definición

La Generación Distribuida (GD) es un concepto ya instalado a nivel mundial, encontrándose experiencias exitosas en diferentes países, principalmente europeos. A pesar de lo anterior, no existe una definición única y universalmente aceptada para este concepto [15]; sin embargo, es posible rescatar la esencia de algunas de las definiciones encontradas y fundirlas de manera de entregar una idea clara y flexible al respecto. Así, se dirá que *la GD corresponde a la instalación y operación de unidades de generación eléctrica de pequeña escala, interconectadas o no a un sistema eléctrico, ubicados en forma dispersa y en lugares próximos a consumos eléctricos, entregando una alternativa —o mejora— con respecto a la concepción tradicional de los sistemas eléctricos* [16] [3].

3.1.2 Beneficios potenciales de la GD

La GD, como concepto amplio, posee características propias que resultan muy favorables para la sociedad. Estas características pueden ser aprovechadas mediante el desarrollo de esta forma de producción de electricidad, por lo cual resulta importante destacar los beneficios potenciales que esta presenta con el propósito de motivar su

3. Generación Distribuida

desarrollo y contribuir en la superación de barreras, comenzando por aquellas relacionadas a la falta de información.

A continuación se presentan algunos de los beneficios reconocidos de la GD [17]:

- Seguridad energética, desarrollando alternativas de abastecimiento local frente a contingencias del sistema mayor e, inclusive, frente a apagones totales (*blackout*).
- Sustentabilidad, a través del desarrollo de proyectos de pequeña escala con bajos impactos ambientales locales, especialmente ligado al avance en la utilización de fuentes de energías alternativas renovables no convencionales (ERNC), con todos los beneficios de este tipo de fuentes energéticas.
- Eficiencia Energética, al producir la energía en las cercanías de los centros de consumo se ahorran las pérdidas de transmisión, así como el uso de sistemas CHP como GD, lo que se traduce en un uso eficiente de la energía primaria.
- Calidad de servicio, por medio de una operación coordinada con la empresa de distribución se puede mejorar el perfil de tensión del alimentador.
- Eficiencia en la gestión de activos físicos, puesto que una operación óptima del GD podría retrasar la ampliación de redes de distribución o evitar compra de equipos —por ejemplo, equipos para regulación de tensión—.

De los beneficios presentados, algunos de ellos requieren de ciertas condiciones para volverse un hecho, razón por la cual fueron tildados sólo como *beneficios potenciales*. Un caso particular de lo dicho es lo que respecta a la reducción de pérdidas por el hecho de producir la energía “*on-site*” (en el lugar en que se consumirá), afirmación que resulta verdadera sólo en algunos casos. Esto será tratado con mayor detalle más adelante.

3.2 Marco Legal

A continuación se presenta una breve descripción de los distintos textos legales y normativos que rigen el sector eléctrico chileno, haciendo énfasis en aquellos puntos que guardan relación con la GD [10] [18].

3. Generación Distribuida

3.2.1 DFL N°4/2006, LGSE

El DFL N°4, de aquí en adelante “la ley”, corresponde al marco general que rige todo el funcionamiento del sector eléctrico chileno, constituyendo el texto de mayor importancia en este ámbito. Este texto refundido fija, coordina y sistematiza las modificaciones legales introducidas al DFL N°1 el año 82’.

3.2.2 Decreto Supremo N°327/1997

El DS N°327 corresponde al reglamento de la LGSE, abarcando prácticamente todas las materias tratadas en ella, facilitando la aplicación de los distintos puntos y clarificando algunos aspectos que son tratados en forma general en la ley.

3.2.3 Ley N°19.940/2004 (ley corta I)

Esta ley fue promulgada con el espíritu de corregir ciertos defectos que presentaba el diseño de la LGSE original (1982) referentes al segmento de transmisión.

Las principales modificaciones introducidas por esta ley se enlistan a continuación:

- Asegura el derecho de interconexión a las redes de distribución para aquellos medios de generación cuyos excedentes de potencia sean inferiores a 9 MW.
- Asegura derecho a vender la energía inyectada al sistema a costo marginal instantáneo y los excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia.
- Exime total o parcialmente —dependiendo del caso— del pago de peajes de transmisión por uso del sistema troncal a los Medios de Generación No Convencional (MGNC) que cuenten con excedentes de potencia inferiores a 20 MW.
- Se introduce, al menos conceptualmente, el mercado de Servicios Complementarios (SSCC) —para el nivel de transmisión—, lo que corresponde a la valoración de aquellos recursos técnicos que permiten cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio estipuladas en la normativa.

3. Generación Distribuida

3.2.4 Ley N°20.018/2005 (ley corta II)

La segunda ley corta establece modificaciones en la regulación de los contratos que deben contraer las empresas distribuidoras para asegurar el suministro a clientes regulados.

El nuevo esquema planteado contempla la licitación de contratos de suministro de largo plazo a un precio cierto precio ofertado por los interesados (ya no el precio de nudo calculado por la CNE) de entre los cuales se escoge aquel menor valor en su componente de energía.

3.2.5 Decreto Supremo N°244/2005

El DS N°244 corresponde al reglamento de la ley corta I y, entre otras cosas, entrega las disposiciones aplicables a los MGNC y a los medios de generación de pequeña escala, los cuales son definidos a continuación:

Pequeños Medios de Generación (PMG)

Los PMG corresponden a unidades de generación cuyos excedentes de potencia inyectados al sistema resultan inferiores a 9 MW y que operan en sincronismo con el sistema conectados en el nivel de transmisión, es decir, en redes del sistema de transmisión troncal, subtransmisión o adicional.

Estos medios de generación deben coordinar su operación con el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo.

Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD)

Los PMGD corresponden a unidades de generación cuyos excedentes de potencia resultan inferiores a 9 MW y son vertidos al sistema en puntos pertenecientes a instalaciones de distribución, *i.e.*, en niveles de tensión inferiores a 23 kV.

A diferencia de los PMG, los PMGD operan con autodespacho, de modo que el propietario (u operador) de la unidad decide el régimen de operación de esta, el cual debe ser informado mensualmente tanto a la empresa de distribución como al CDEC respectivo, pudiendo optar por valorizar sus inyecciones a precio estabilizado (precio de nudo) o bien a costo marginal del sistema en la barra de conexión.

3. Generación Distribuida

Medios de Generación No Convencionales (MGNC)

Se reconocerán como MGNC todas aquellas centrales de generación que posean excedentes de potencias inyectables al sistema por una capacidad inferior o igual a 20 MW y cuya fuente de energía primaria sea renovable, o bien corresponda a procesos de cogeneración eficiente.

Los MGNC cuentan con la exención del pago de peaje por uso del sistema de transmisión troncal. Este beneficio se aplica en forma total en caso de centrales cuya potencia a inyectar al sistema es inferior a 9 MW y en forma parcial para las centrales de más de 9 MW (y hasta 20 MW).

Esta categoría no es excluyente de las dos anteriores; de hecho, es complementaria, de manera que un MGNC puede estar conectado en nivel de distribución y ser reconocido como PMGD, o bien estar conectado en niveles de tensión mayores y ser reconocido como PMG.

3.2.6 Ley N°20.257/2008 (ley ERNC)

La llamada ley ERNC fue promulgada en el año 2008 y viene a modificar el DFL N°4 introduciendo incentivos para la incorporación de medios de generación basados en energías renovables no convencionales, *i.e.*, MGNC.

Esta ley establece un sistema de cuotas anuales de energía generada a partir de fuentes renovables para los sistemas interconectados mayores (capacidad instalada superior a 200 MW), SIC y SING. Estas cuotas comienzan a ser exigibles a partir del año 2010, en que se pide que al menos el 5% de la energía generada provenga de MGNC, porcentaje que aumentará año a año a partir del 2015 hasta llegar a un 10% el año 2024.

3.3 Normativas técnicas

3.3.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)

La NTSyCS contempla las exigencias mínimas de seguridad y calidad de servicio para efectos de diseño y operación de las instalaciones pertenecientes a los sistemas interconectados SIC y SING. Además, busca lograr la operación más económica del

3. Generación Distribuida

sistema y garantizar el libre acceso a los sistemas de transmisión y subtransmisión para así dar cumplimiento con lo estipulado en la ley.

3.3.2 Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en instalaciones de media tensión

La NTCO establece las exigencias para la operación de los PMGD conectados en redes de distribución. También establece los procedimientos a seguir para hacer efectiva la interconexión al sistema y los requerimientos de diseño, pruebas y operación de estas instalaciones.

3.4 Interconexión a la red

La interconexión de unidades de GD en redes de distribución trae consigo una serie de efectos, tanto positivos como negativos, los cuales han sido analizados en diversos trabajos y publicaciones [17] [19] [14] [20] [21], considerando diversas configuraciones para la ubicación, tamaño —capacidad—, tecnología y número de unidades de GD, misma situación para las cargas.

3.4.1 Aspectos técnicos

Flujos de potencia activa y reactiva por las líneas¹

Tal como se comentó en el capítulo 2, en el subcapítulo de redes de distribución, la mayoría de los alimentadores de distribución cuentan con una configuración radial, de manera que, tanto los flujos de potencia activa, como la magnitud de las tensiones a lo largo de los alimentadores, siguen una evolución decreciente.

Lo anterior se ve afectado ante la presencia de GD debido a la inyección de potencia activa y la inyección/absorción de potencia reactiva (según sea el tipo de generador y su régimen de operación), disminuyendo el flujo de potencia activa desde el sistema, e incluso provocando eventualmente flujos en dirección contraria, *i.e.*, aguas arriba,

¹ Ver [17], pp. 9-11.

3. Generación Distribuida

lo que quedará determinado por el nivel de inyección de potencia del GD y el nivel y la distribución de las cargas en el alimentador.

En la figura 3.1 se presenta el esquema de un alimentador de distribución sin GD y en la figura 3.2 se presenta el mismo esquema pero con presencia de GD, las diferencias en los flujos de potencia, ahora mucho menos predecibles, es notoria.

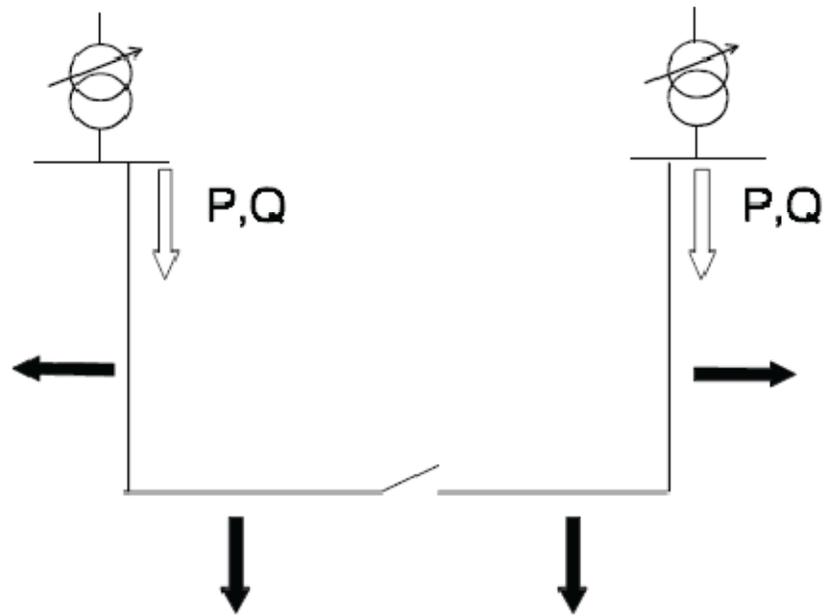


Figura 3.1: Esquema de un alimentador de Distribución sin GD [17].

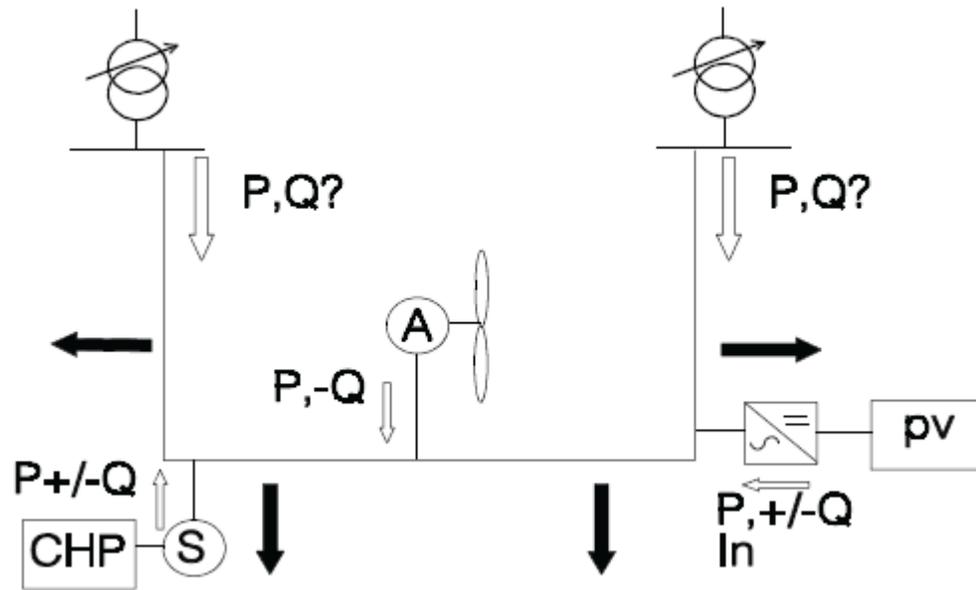


Figura 3.2: Esquema alimentador de Distribución con GD [17].

Cambios en el perfil de tensión¹

Las empresas de distribución están obligadas, por norma, a entregar suministro a clientes finales con un cierto nivel de tensión, el cual puede variar un poco en torno al valor nominal. Esta exigencia obliga a la empresa a diseñar las redes de forma que esta exigencia se cumpla para todas condiciones de operación. De esta forma, muchas veces se deben incluir equipos que permitan entregar una tensión adecuada a lo largo del alimentador. Entre los principales recursos utilizados para este fin se encuentran:

- Cambiador de taps del transformador de la SEDP
- Bancos de condensadores
- Transformadores reguladores (*booster*)

Estos recursos resultan, en general, suficientes para entregar una calidad de producto acorde con las exigencias normativas en alimentadores de distribución. Sin embargo, la conexión de unidades de GD produce cambios en los flujos de potencia activa

¹ Ver [17], pp. 11-13.

3. Generación Distribuida

y reactiva esperados en la red de distribución, de modo que el diseño original de esta debe ser revisado y muchas veces los recursos ya dispuestos resultan insuficientes para mantener los niveles de tensión bajo norma.

En general, la conexión de GD produce aumentos de tensión en el nodo de conexión y en los nodos cercanos, cambiando todo el perfil de tensiones aguas abajo del punto de conexión. Una relación aproximada que permite tener una idea de la variación en la magnitud de la tensión debido a la inyección de potencia del GD, se presenta a continuación:

$$\Delta V = \frac{P_G \cdot R + Q_G \cdot X}{V_G} \quad (3.1)$$

A partir de (3.1) resulta evidente que mientras mayor sea la potencia activa inyectada por el GD (P_G), mayor será el alza de tensión en el alimentador. Por otra parte, la potencia reactiva (Q_G) inyectada o absorbida por el GD también tiene incidencia sobre la variación de tensión, pudiendo acrecentar el efecto producido por la inyección de potencia activa, o bien, mitigarlo, según se inyecte o absorba Q_G .

Es importante destacar que la ecuación (3.1) resulta especialmente válida en el nivel de distribución, debido a que la relación X/R de estas redes es mucho menor que en niveles de tensión mayores, siendo comparables los valores de resistencia (R) y reactancia (X) de la línea, de modo que, tanto las variaciones de potencia activa como reactiva, producen cambios considerables en el valor de la tensión, mientras que para niveles de tensión mayores la incidencia de la potencia activa en los cambios de tensión es mucho menor.

Capacidad de conductores

Al igual que en lo relativo a las variaciones de tensión, los cambios en las magnitudes y sentido de circulación de los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas generan nuevas condiciones de operación para los distintos tramos de un alimentador de distribución. Así, la inserción de un GD en un cierto punto de un alimentador puede provocar congestiones en algunos tramos, mientras que esa misma unidad, ubicada en otro punto del mismo alimentador, puede provocar el efecto contrario, aliviando las

3. Generación Distribuida

congestiones existentes previamente, o bien, holgando la restricción de capacidad de transporte del tramo.

Los efectos de la inserción de GD en un alimentador genérico son tratados en [18] de forma muy ilustrativa, dando especial énfasis a la relación entre la ubicación del GD en el alimentador y los efectos resultantes.

De allí es posible concluir esencialmente que el impacto que tendrá la inclusión de un PMGD en un alimentador de distribución dependerá muy fuertemente de la topología de la red a la cual se conectará el PMGD, del punto de conexión escogido y el tamaño del generador, así como también de la distribución —espacial y temporal— y magnitud de los consumos conectados.

A continuación se presentan algunas de las conclusiones expuestas en la memoria citada, para el caso de estudio de la inserción de un PMGD en un alimentador general; conclusiones que vale la pena tener en cuenta para el desarrollo de este trabajo:

- Un PMGD conectado en la cabecera de un alimentador no genera cambios en la magnitud de las pérdidas en el sistema de distribución primaria (alimentador), dado que el flujo de potencia por el alimentador no cambia.
- Para el resto de los casos estudiados —PMGD conectado en medio del alimentador, en un ramal de éste y en la cola— no es posible sacar conclusiones a priori. Se debe estudiar cada caso en detalle, teniendo en cuenta los posibles escenarios de generación y demanda a enfrentar.
- En general, la inclusión de un PMGD en cualquier punto del alimentador provocará una disminución del flujo de potencia proveniente desde el sistema de subtransmisión, lo cual resulta bastante razonable; sin embargo, cabe agregar que esta situación no es tomada en cuenta por la legislación chilena, haciéndose mención exclusivamente al ahorro potencial que introduce un PMGD en las pérdidas a través del sistema de distribución.

La figura 3.3 muestra un esquema de la configuración utilizada para llevar a cabo el estudio del alimentador general al que se hizo alusión anteriormente.

3. Generación Distribuida

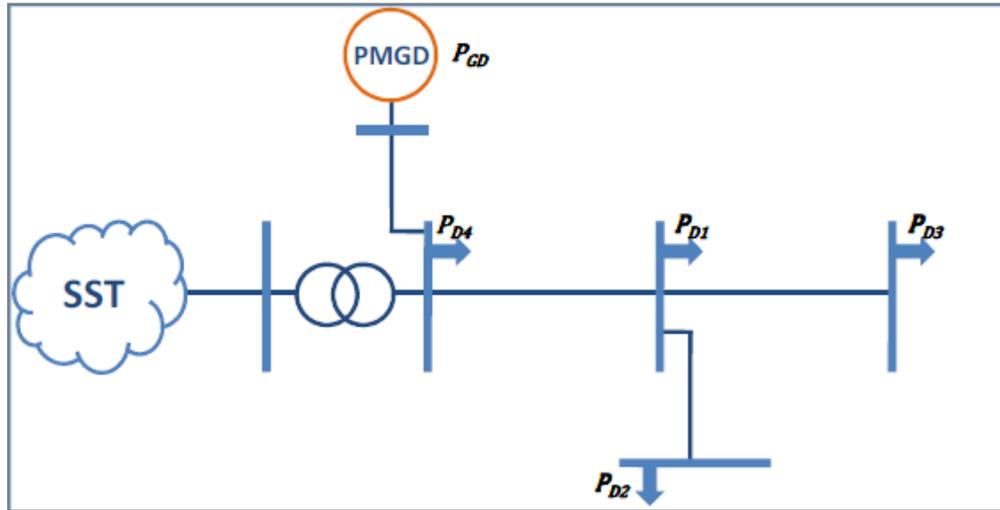


Figura 3.3: Alimentador de distribución con un PMGD [18].

En el mismo trabajo [18], y luego de presentar el análisis que decanta en los resultados señalados, se implementa un flujo de potencia considerando la inserción de un PMGD en un alimentador de distribución real, analizando el comportamiento de éste al ser ubicado en distintos puntos a lo largo del alimentador. De los resultados del análisis anterior se puede afirmar que la ubicación del PMGD a lo largo de un alimentador produce menos problemas —tensión y sobrecargas— a la red mientras esté ubicado lo más cercano a la cabecera del alimentador, o bien, en zonas de alta demanda, en donde la probabilidad que la red se encuentre ya adaptada para transportar el nivel de potencia inyectada por el PMGD sea alta. Por otra parte, los problemas se presentan con mayor frecuencia, independiente de la ubicación del PMGD, en los periodos de menor demanda del alimentador, lo que provoca, en general, alzas de tensión provocadas por el PMGD y sobrecargas en caso de inyectar un nivel de potencia tal que deba ser transportado para ser consumida a distancias muy largas a través del alimentador (inversión de flujo), pudiendo provocar, incluso, una inyección hacia el sistema de subtransmisión.

En la actualidad, y particularmente en Chile, los problemas derivados de la interconexión de unidades de GD son resueltos por medio de ampliaciones (refuerzos) o modificaciones de las redes existentes, lo cual corresponde a una solución simple desde un punto de vista conceptual, sin embargo, eso se transforma muchas veces en una barrera económica importante para los interesados en desarrollar este tipo de proyectos. Esta

3. Generación Distribuida

situación ha sido constatada no solamente en Chile sino a nivel mundial, lo que ha llevado al desarrollo de estándares de interconexión y diversos estudios sobre este tema específico, tal como se señaló anteriormente.

Coordinación y dimensionamiento del sistema de protección

La inserción de un generador en cualquier punto de una red provoca cambios en las corrientes circulantes en condiciones de falla —cortocircuito—, lo que lleva a la necesidad de revisar tanto el dimensionamiento de las protecciones existentes, como sus ajustes de operación (coordinación).

En el caso de las redes de distribución se añade el hecho particular de que estas redes se encuentran generalmente diseñadas en forma radial y con la finalidad de transportar energía en un solo sentido, de modo que además de los posibles problemas de dimensionamiento de los equipos de protección instalados, se pueden presentar problemas de sensibilidad, selectividad y coordinación de las distintas componentes del sistema.

La contribución de la nueva unidad de GD al nivel de cortocircuito en el alimentador dependerá de una serie de factores, siendo los principales: la capacidad del GD, el tipo de generador —síncrono, inducción o conectado por medio de inversor—, la impedancia de conexión entre el GD y la red y, naturalmente, la distancia entre el punto de falla y el GD.

3.4.2 Especificaciones normativas

Como se mencionó anteriormente, la NTCO es la norma que rige la interconexión de GD en redes de media tensión. En este texto se contemplan los distintos aspectos técnicos relativos a la interconexión de un GD, dentro de los cuales se encuentran las condiciones de seguridad y calidad de producto que debe respetar cada proyecto de interconexión en relación a los puntos tratados en el subcapítulo anterior (3.4.1).

A continuación se presentan algunos puntos importantes de esta norma, así como otros que se encuentren contenidos en otros documentos (decretos u otra norma) y que pueden resultar relevantes para el desarrollo de este trabajo. En general la presentación se hará en forma temática, no por artículos, puesto que hay tópicos que son abordados en más

3. Generación Distribuida

de un artículo y de esta forma, además, se condensa mejor la información, facilitando la comprensión del lector.

Control de tensión (en régimen permanente)

Sobre este punto, la NTCO estipula que estos generadores no deben regular tensión en forma activa; sin embargo, deja abierta la posibilidad de acordar la entrega de este servicio entre el GD y la empresa de distribución respectiva¹.

A su vez señala que la inyección de potencia de los GD conectados en el sistema de distribución no debe producir aumentos mayores a un 6% en relación al valor previo a la conexión de los generadores, condición que debe verificarse en el punto de repercusión² asociado a la conexión de cada GD. Este mismo rango de variación de la tensión (6% *pu*) es el exigido para instalaciones de media tensión en distribución, de modo que ningún nodo debe presentar tensiones fuera del rango 1,06 y 0,94 *pu*³.

En caso de no cumplirse lo señalado en el párrafo anterior, se deberá incurrir en ampliaciones de la red o en la inclusión de equipos de compensación que permitan mantener la tensión dentro del rango establecido. La ejecución de dichas ampliaciones deberán ser ejecutadas por la empresa concesionaria de distribución respectiva, pero los costos que impliquen estas obras deben ser cubiertos por el propietario del GD. Con respecto a los equipos de compensación reactiva que pudieran instalarse, tanto su dimensionamiento, tipo de conexión y forma de control deberán ser acordados con la distribuidora respectiva. En caso de que la potencia reactiva inyectada por el GD produzca variaciones de tensión mayores o iguales a 5%, en el punto de repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente⁴.

Cabe señalar que la NTCO no impone en forma explícita ninguna limitación para el factor de potencia con que operan las unidades, entregando la posibilidad de inyectar o absorber reactivos para aquellos generadores que cuenten con dicha capacidad, *e.g.*:

¹ NTCO, Artículo 3-18.

² Es el punto del sistema de distribución, más cercano al GD, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes.

³ DS N°327, Artículo 243.

⁴ NTCO, Artículo 3-21.

3. Generación Distribuida

sincrónicos. Lo que sí se señala explícitamente es que la compensación de reactivos asociada a un GD debe ser consistente con la banda de tensión señalada anteriormente, interpretándose esto como la libertad para inyectar o absorber reactivos con la finalidad de mantener la tensión dentro de dicho rango, no así para mantener una tensión constante en el punto de repercusión.

Congestiones

Si bien la NTCO no menciona nada en forma explícita sobre las congestiones, se subentiende que para preservar los niveles de seguridad del sistema de distribución este no puede operar con tramos saturados, de modo que en caso de que las inyecciones de potencia del GD produzca sobrecarga de tramos en alguna condición de operación particular, se deberán realizar los refuerzos que sean necesarios en los tramos correspondientes, al menos bajo un enfoque de peor caso y centrado en el diseño (*fit-and-forget*). En caso de considerar un enfoque más dinámico, se podría realizar una gestión de la potencia activa en caso de ser necesario.

Sistemas de protección

La NTCO señala que la conexión de un GD no debe hacer que se sobrepase la capacidad de los equipos existentes en el sistema de distribución, particularmente de los interruptores de poder. Esto implica directamente que se debe estudiar el nivel de cortocircuito resultante luego de la inclusión del GD en el sistema de distribución, pudiendo limitar la capacidad máxima (*MVA*) de la unidad.

La misma norma señala además que la conexión de un GD no debe causar la operación de los sistemas de protección dispuestos en la red, ni tampoco evitar su correcto cierre o recierre, así como tampoco debe obligar a un cambio en las prácticas de despeje de fallas en la red. Esto implica no provocar una descoordinación de las protecciones dispuestas en el sistema, situación que debe ser estudiada en detalle mediante simulaciones estáticas y dinámicas de la operación del GD en la red y que deben ser presentadas a la distribuidora como requisito para la conexión al sistema de distribución.

Capítulo 4

Integración de Generación Distribuida

En este capítulo se presenta una síntesis de lo expuesto en los capítulos anteriores respecto a las consecuencias del manejo pasivo de las redes de distribución y los perjuicios que esto conlleva para la integración de unidades de GD. Finalmente se presentan dos trabajos que muestran a efectividad de un enfoque de red activa para fines de integrar a las unidades de GD en la operación eficiente de la red.

4.1 El problema de la integración de GD

En general, el problema de la interconexión a la red ha sido probablemente el mayor impedimento para el desarrollo de la GD, situación que motivó el desarrollo de normas y estándares de interconexión a lo largo del mundo. No obstante lo anterior, los documentos resultantes se basaron en la concepción tradicional de las redes de distribución, de modo que la incorporación de unidades de GD ha sido tratada básicamente como una anomalía en la topología de la red, considerando al GD básicamente como una “*carga negativa*” con factor de potencia constante —fijado a priori [14]—, que debe interactuar con el resto de la red procurando mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio exigidos, inclusive para los casos más exigentes de operación. Este enfoque basado en el (re)diseño de la red (*worst case*), y que no incorpora a las unidades de GD en la coordinación de la

4. Integración de Generación Distribuida

operación de la red de distribución, se conoce en la literatura como “*fit-and-forget approach*” [13] [19], nombre que resulta bastante elocuente¹.

Este enfoque tradicional —pasivo—, en general resulta sencillo de aplicar y entrega seguridad de que la operación de la red no se verá afectada con la presencia de pocas unidades de GD. No obstante, en la medida en que el número y la capacidad instalada de GD aumentan, este enfoque resulta insuficiente para el correcto tratamiento del problema, limitando excesivamente la capacidad de GD posible de acomodar en la red y obligando, muchas veces a incurrir en refuerzos innecesarios de esta, constituyéndose en una barrera económica importante, la que, sin embargo, deriva del manejo técnico y normativo del problema de la GD.

Esta situación genera distintos niveles de complicación para los interesados en desarrollar proyectos de GD, dependiendo fuertemente del punto de conexión que se escoja, así como la capacidad de la central a instalar. En este sentido, el problema puede tener soluciones simples cuando se está en el lugar de un inversionista que desea instalar unidades de GD a modo de inversión, dado que este podrá escoger con cierta libertad el punto de conexión y el tamaño de la central que, en conjunto, le entreguen un mayor beneficio económico.

Distinta es la situación, sin embargo, de los interesados en instalar proyectos de GD basados en tecnologías de Cogeneración, ya que esta posee como requisito fundamental la ubicación próxima a las demandas de calor, de modo que en este caso no existe mayor holgura para escoger la ubicación del proyecto y, con ello, el punto de conexión a la red eléctrica.

Una situación similar a la de la Cogeneración, enfrentan aquellos proyectos de generación basados en energías renovables no convencionales que desean conectarse a la red eléctrica en nivel de distribución (GD) de modo que lo aquí presentado es válido también para ese tipo de proyectos.

¹ En español se traduciría —más menos— como: “instalar en forma adecuada y olvidarse”.

4. Integración de Generación Distribuida

Debido a lo anterior es que la introducción de esquemas de gestión activa de la red de distribución resultan favorables para la integración de proyectos de Cogeneración conectados GD.

4.2 Gestión de red activa¹

A partir de lo expuesto en los capítulos anteriores, sumado a la experiencia y lo dicho en [14] y [20], es posible afirmar que el tratamiento dado a la GD basado en el llamado “*fit-and-forget aproach*” es insuficiente para lograr una integración adecuada de capacidades crecientes de GD. Este tratamiento, básico, no contempla mayores cambios en la manera en que la red es operada posterior a la conexión de GD respecto al caso inicial (sin GD), lo cual ciertamente limita las opciones de acomodar unidades de GD en la red.

Lo anterior es clara consecuencia de la concepción pasiva de las redes de distribución, la utilización de criterios de interconexión basados en el enfoque del peor caso —*worst case scenario*— y la operación poco dinámica —y poco flexible— de la red.

Una Gestión de Red Activa (GRA) corresponde a un gran avance hacia la integración efectiva de las unidades de GD, permitiendo la entrega de un mejor servicio a los clientes finales —calidad de producto— y la acomodación de mayores cantidades de GD en la red.

A continuación se presentan los resultados de dos publicaciones importantes para el desarrollo de este trabajo, en los cuales se cuantifican los beneficios de la implementación de una operación activa de la red de distribución con presencia de GD.

4.2.1 Maximizar la potencia instalada de GD

En [14] se presentan algunos mecanismos de gestión activa para el tratamiento y operación de GD, cuantificando los beneficios que entrega cada uno desde el punto de vista de la integración de la mayor cantidad posible de capacidad instalada de GD. Todos estos mecanismos tienen como finalidad controlar las alzas de tensión provocadas por la mayor inyección de potencia de los GD conectados.

¹ Del inglés: *Active Network Management*.

4. Integración de Generación Distribuida

El foco de este estudio es presentar los beneficios derivados de un cambio en la filosofía de operación de la red de distribución —más que en la planificación de esta—, centrando los análisis en el cumplimiento de las restricciones de operación de la red (tensión), no así en características de diseño (*e.g.*: nivel de cortocircuito, capacidad de interrupción, sistemas de protección, etc.). Este enfoque difiere del utilizado de la mayoría de los trabajos que estudian la máxima penetración de GD para un alimentador dado, ya que dichos estudios se enfocan esencialmente en determinar los puntos de conexión que maximizan la potencia instalada de GD sin introducir cambios en la operación de la red, *i.e.*: considerando una red pasiva [21] [22] [23].

Una gestión activa de red requiere la implementación de una serie dispositivos de medición y actuación que son controlados por un DMS, el cual toma decisiones de operación de acuerdo a ciertos criterios implementados. En el caso de este estudio, la función del CS fue implementada por medio de un Flujo de Potencia Óptimo (OPF). La modelación contempla la operación esperada de un generador eólico (asincrónico), conectado con compensación capacitiva para corrección de factor de potencia, y un perfil de demanda diaria que considera variación estacional. La red utilizada para el estudio corresponde a una red de distribución primaria con tres alimentadores radiales de 33kV que salen de la subestación principal (132/33 *kV*), la cual cuenta con un transformador con cambiador de derivación bajo carga¹ (OLTC).

El caso base utilizado para comparar con los resultados de aplicar los distintos mecanismos, corresponde a utilizar el criterio convencional de peor caso para acomodar al GD. Con este enfoque conservador se logra una capacidad máxima de penetración de 10 *MW*, considerando como peor caso un escenario de máxima generación y demanda máxima, lo que se reduce a sólo 6 *MW* al considerar un escenario de máxima generación y demanda mínima.

Luego de obtener los resultados para el caso base, se implementó cada uno de los mecanismos y se estudió el monto de energía producida y recortada (que se dejó de inyectar para mantener los límites de operación), la cual era determinada mediante el OPF para

¹ Del inglés: *On Load Tap Changer*, OLTC.

4. Integración de Generación Distribuida

distintos niveles de potencia instalada del GD y los perfiles de carga y generación anuales antes mencionados. Los montos obtenidos fueron valorizados de acuerdo a los costos de la energía para cada bloque horario, lo que permite hacer una evaluación económica de la aplicación de cada mecanismo.

Mecanismos utilizados

A continuación se presentan los mecanismos expuestos, acompañados de breves comentarios sobre los resultados fundamentales.

Recortes de Generación¹

Este método contempla solamente la disminución de la potencia inyectada por el GD durante los momentos en que se violan las restricciones de operación.

Para este mecanismo se implementaron dos casos de compensación reactiva para la corrección en el punto de conexión del GD, de modo de obtener finalmente un promedio de 0,98 y 0,95 para el factor de potencia.

Con la aplicación de este mecanismo se logra aumentar la potencia instalada máxima considerando porcentajes prudentes de recortes de generación, alcanzándose un nivel de 8 MW y 12 MW para los casos de factor de potencia 0,98 y 0,95 respectivamente.

De los resultados se concluye que para condiciones de operación en que la tensión aumente sobre los niveles permitidos puede resultar conveniente operar con un factor de potencia menor, absorbiendo reactivos de la red para así mitigar el alza de tensión.

Compensación reactiva y control de tensión

Este mecanismo consiste en la instalación de Compensadores Estáticos de Reactivos (SVC) que absorban potencia reactiva para disminuir las alzas de tensión en los momentos en que el nivel de generación lo amerite. Esto implica llevar el factor de potencia en el punto de conexión del GD a niveles inferiores a 0,95, siguiendo la tendencia mostrada por lo expuesto sobre el mecanismo anterior.

¹ Del inglés: *Generation Curtailment*.

4. Integración de Generación Distribuida

En la implementación de este mecanismo se consideró la instalación de equipos SVC de distinta capacidad para todos los niveles de potencia instalada del GD, demostrando que la efectividad de este mecanismo es baja. En particular se concluye que no es beneficioso operar con factores de potencia inferiores a 0,95, al menos para el caso en estudio, en que este factor de potencia parece óptimo.

Control de tensión de área¹ mediante el OLTC

Este mecanismo consiste en cambiar la posición del tap del transformador de la subestación principal de acuerdo a las condiciones de operación de la red. Esto representa una variación en relación a los casos anteriores, para los cuales el OLTC mantenía la tensión en su valor nominal (1 *p.u.*) en la barra de baja tensión de la subestación (33 *kV*), mientras que ahora la posición del tap es optimizada de modo de minimizar la generación recortada por el GD.

Con la aplicación de este mecanismo se logran instalar 14 *MW* de GD con 0,33% de energía recortada, porcentaje que sube a 5,3% para una potencia instalada de 16 *MW*, resultados que dan cuenta de la efectividad de este mecanismo para controlar las alzas de tensión producto de las inyecciones de potencia del GD.

Control de tensión de área mediante OLTC y reguladores de tensión por alimentador

Este mecanismo se basa en el descrito anteriormente con la consideración de que se agregan reguladores de tensión independientes por cada alimentador que sale de la subestación principal, de modo que es posible regular la tensión de cada alimentador en forma independiente.

Mediante la aplicación de este mecanismo se logra instalar hasta 20 *MW* de potencia en el GD con un porcentaje muy bajo de recorte de generación (menos del 1%), con lo cual se demuestra la efectividad de este método.

¹ Del inglés: *Area Based Voltage Control*.

Conclusiones del estudio

A partir de los resultados presentados se desprenden las siguientes conclusiones:

- El mecanismo más efectivo de los presentados corresponde al control de tensión por medio del OLTC ubicado en la S/E principal
- Al añadir reguladores de tensión por alimentador se mejora el resultado en relación a aplicar sólo el control por OLTC, pero se debe incurrir en el costo de dichos reguladores
- Según la condición de operación de la red, puede resultar conveniente absorber reactivos en el punto de conexión del GD, sin embargo, no es directo que mientras más reactivos absorba mayor sea la potencia que puedo acomodar en la red
- La compensación reactiva a utilizar dependerá de la topología del alimentador y la condición de operación
- Existe un factor de potencia óptimo para la operación del GD en la red
- La regulación de tensión por medio de la absorción de reactivos, así como el uso de OLTC y reguladores de tensión (tap), aumentan los niveles de pérdidas en la red

4.2.2 Manejo inteligente de reactivos en redes activas de distribución

La presencia de unidades de GD con capacidad de manejar su inyección o absorción de potencia reactiva a la red (*e.g.*, generadores sincrónicos) constituyen una alternativa para el manejo de pérdidas y el control de tensión en las redes de distribución. Para esto se requiere, naturalmente, la implementación de un dispositivo DMS controlado por criterios de optimización que apunten hacia los objetivos planteados, lo que podría llegar a constituirse, por ejemplo, en la entrega de un Servicio Complementario en Distribución (SCD).

En [24] se trata este tema, proponiendo un control optimizado de la potencia reactiva entregada (o absorbida) por las unidades de GD conectadas a una red de distribución. En este trabajo se utiliza como función objetivo la minimización de las pérdidas activas en la red, mientras que las variables del problema son las consignas de

4. Integración de Generación Distribuida

potencia reactiva de los GD y la posición del tap del OLTC ubicado en la S/E de distribución primaria.

El problema es formulado como un OPF con las restricciones de operación de la red y de los GD, para perfiles de carga y generación diarios, realizando una optimización ante variaciones de los perfiles de carga y generación integrados en intervalos de 15 minutos, lo cual da cuenta de la posibilidad de aplicar este método en tiempo real (casi real), motivando acciones de control sobre los generadores ante los cambios en los niveles de generación y demanda.

Los principales resultados de este trabajo se presentan en la figura 4.1 y en la figura 4.2, en donde se muestra la evolución de la tensión en una de las barras de la red y la evolución de las pérdidas en las red, ambas para una operación diaria, considerando intervalos de tiempo de 15 minutos, de modo que se completan 96 pasos durante el día. Las curvas graficadas corresponden a la operación de la red con los GD operando con factor de potencia unitario (sin inyección de reactivos) y con factor de potencia óptimo, de modo de minimizar las pérdidas en la red.

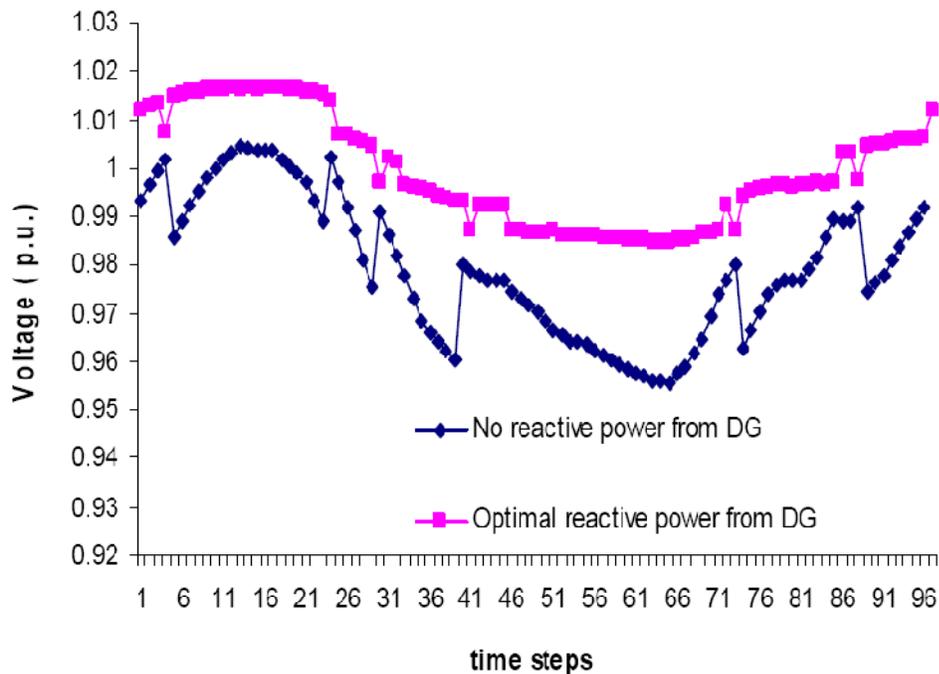


Figura 4.1: Evolución diaria de la tensión en la barra 12 (0,4 kV).

4. Integración de Generación Distribuida

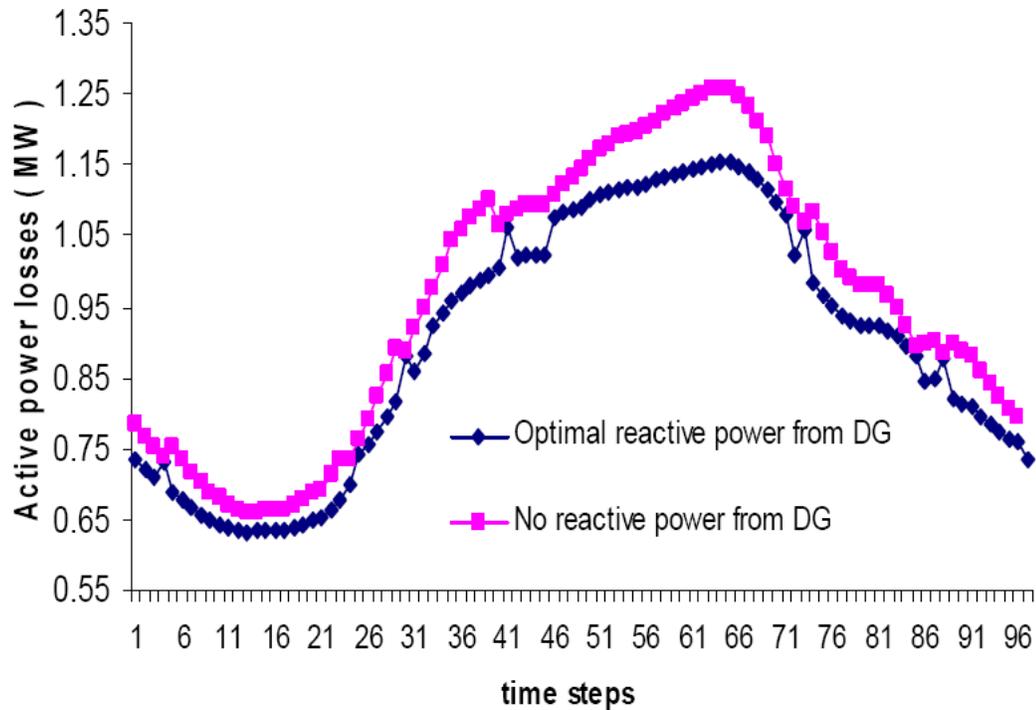


Figura 4.2: Evolución diaria del nivel de pérdidas en la red.

Los resultados presentados en la figura 4.2 muestran una mejora leve en el nivel de pérdidas en la red luego de entregar consignas óptimas para la potencia reactiva de los GD. Si bien esto no parece tan significativo, corresponde de todos modos a una mejora respecto a la condición inicial, además de tratarse de un ahorro permanente en el tiempo, lo cual puede representar ahorros considerables para periodos de tiempo extensos (años).

Sumado a lo anterior, en la figura 4.1 se aprecia una variación muchos más suave de la magnitud de la tensión, con menos discontinuidades, y ajustada en un rango más pequeño en torno al valor nominal.

El uso de esquemas de este tipo muestra que es posible mejorar las condiciones de operación de la red ajustando óptimamente la posición del tap del OLTC de la S/E y las consignas de potencia reactiva de los GD (factor de potencia óptimo) en forma conjunta, determinando estos ajustes en el mismo proceso de optimización.

4.3 Comentarios al capítulo

En este capítulo se presentaron dos trabajos que dan cuenta de las ventajas de la operación activa de las redes de distribución desde el punto de vista de la integración de capacidades crecientes de GD. En los dos trabajos presentados se utilizaron esquemas de control de la operación basados en OPF, para los cuales se mostraron los resultados principales, con la finalidad de tener una idea de cuáles resultan más efectivos para efectos de mejorar la integración de unidades de GD a las redes de media tensión.

A partir de lo mostrado hasta aquí es posible afirmar que la operación activa de las redes de distribución, integrando a las unidades de GD como parte de la red y generando acciones de control de flujos por las líneas y tensión en los nodos a partir de las condiciones de operación del momento, permiten una operación óptima de la red, mejorando la utilización de los activos de red instalados, así como el aprovechamiento de fuentes de energía de bajo costo, como es el caso de la Cogeneración, lo cual representa una ventaja a para el sistema —al reducir la demanda y con ello desplazar generación más cara— y para el medioambiente, reduciendo las emisiones globales de GEI y haciendo un mejor uso del combustible primario.

Capítulo 5

Propuesta de operación activa para la integración de GD

Lo descrito en el capítulo anterior da cuenta de los múltiples beneficios derivados de una operación activa de la red de distribución, mejorando ampliamente las posibilidades de interconexión de GD en relación al tratamiento tradicional, tanto desde el punto de vista de la capacidad de GD posible de alojar, como de las mejoras en la calidad de servicio que la distribuidora puede ofrecer a sus clientes.

Por su parte, el cambio en el tratamiento de las unidades de GD derivado de la operación activa de la red, redundando en una mejora en las condiciones para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica de pequeña escala, particularmente para los proyectos de Cogeneración, contribuyendo de esta forma al aprovechamiento de estos recursos energéticos como medida de eficiencia energética en la industria.

Esto ha motivado el desarrollo de una propuesta conceptual para la implementación de una GRA en redes de distribución en las que exista potencial de Cogeneración, de modo de facilitar su interconexión y con ello contribuir al levantamiento de esta barrera, todo esto apuntando a la concreción del potencial de Cogeneración estimado en [10] y descrito en el capítulo 2.

5.1 Descripción conceptual de la propuesta

La propuesta aquí presentada corresponde al desarrollo de una plataforma de cálculo de consignas óptimas de operación —*i.e.*, potencia activa y reactiva— para los GD y los demás recursos de red típicamente encontrados en redes de distribución: posición del tap de los transformadores reguladores y el transformador principal. Se desea resaltar el hecho de que la propuesta está enfocada en la operación de la red de distribución —con presencia de GD— y no en su planificación, ya que la mayor virtud derivada del manejo activo de la red es la capacidad de adaptarse de la mejor forma posible a la evolución de las condiciones que generación/demanda que se presenten en cada momento. No obstante esto, el manejo activo de la red también ofrece ventajas desde el punto de vista de la planificación, ya que permite retrasar inversiones en la red y obtener el máximo provecho de los activos presentes en la red.

5.1.1 Principales características

La plataforma implementada se inspira en los trabajos presentados en el capítulo anterior, fundiéndolos en una sola herramienta que incorpora las opciones de control utilizadas en ambas publicaciones.

Específicamente, se trata de un OPF que toma como datos de entrada la condición de generación/demanda del momento y que cuenta con las restricciones de operación habituales en las redes de distribución (tensión, capacidad de conductores) y las características propias de los equipos empleados y las unidades de GD. En la figura 5.1 se presenta un diagrama que describe el funcionamiento de la plataforma.

El modelo presenta un esquema similar a lo presentado en el capítulo 2, en que el cuadro “Modelo” de la figura 5.1 representa al Programador de Control (CS) de la figura 2.12. En otras palabras, la propuesta presentada en este capítulo equivale al CS de una arquitectura DMS implementada mediante un Flujo de Potencia Óptimo.

Cabe mencionar que esta propuesta da por sentado que las demás partes constituyentes de la arquitectura DMS, que fueron tratados en el capítulo 2, ya se encuentran implementadas en la red de distribución, de modo que aquí sólo se trata lo

5. Propuesta de operación activa para la integración de GD

referente al CS, dejando de lado todo lo relacionado al Estimador de Estado y el sistema SCADA requeridos para la correcta operación del DMS como arquitectura mayor.

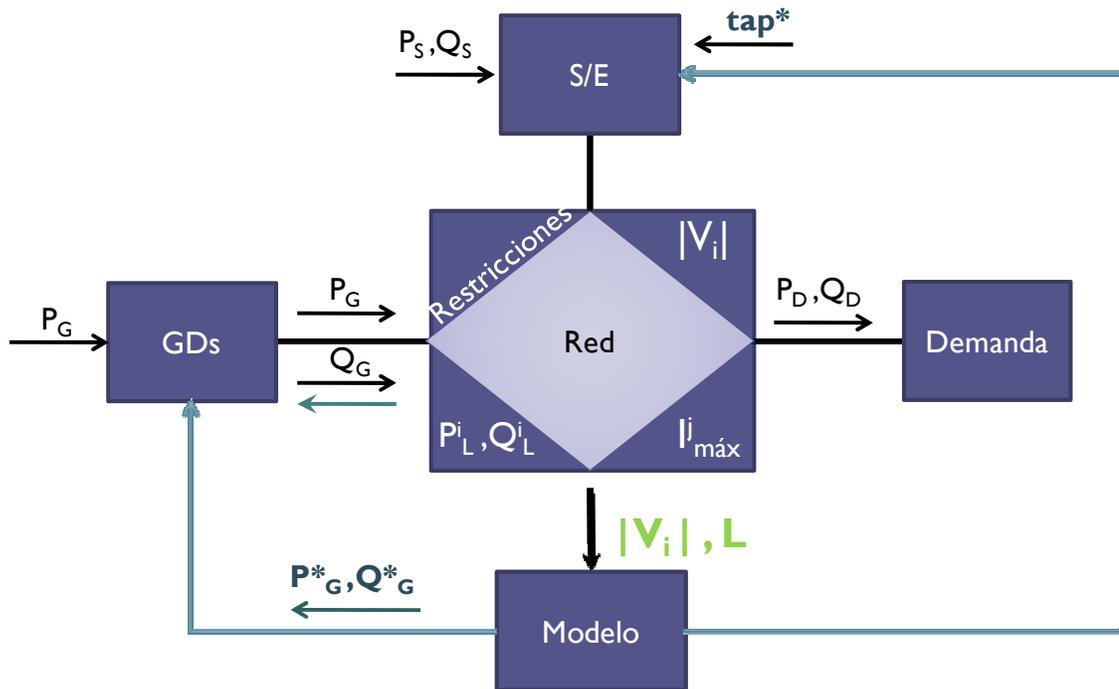


Figura 5.1: Esquema de funcionamiento de la plataforma de operación activa.

El modelo planteado busca dar un nuevo tratamiento a la red de distribución, lo que resulta particularmente favorable para la incorporación de unidades de GD. Las principales características de las cuales derivan los beneficios para la integración de GD, especialmente aquellas unidades capaces de controlar su producción/absorción de potencia reactiva se enlistan a continuación:

- Se cambia el concepto de peor caso absoluto, por uno relativo a la probabilidad de ocurrencia del mismo, de modo que el propietario del proyecto de GD puede escoger a qué peor caso atenerse optimizando el costo de los refuerzos necesarios para poder inyectar más potencia, o el costo de recortar su producción en los momentos críticos
- Se libera la restricción de operación a un factor de potencia fijo para las unidades de GD con control de potencia reactiva, debiendo operar de acuerdo al despacho calculado por el DMS

5. Propuesta de operación activa para la integración de GD

- Posibilidad de ofrecer SSCC a algunos clientes de la zona de distribución que puedan interesarse (*e.g.*, disminuir el ancho de la banda de variación de tensión admisible en un cierto punto de la red)

5.2 Planteamiento del problema de optimización

5.2.1 Formulación del problema

La formulación matemática del problema es idéntica a la de un OPF tradicional, presentándose la función objetivo y las respectivas restricciones de límites de operación de la red y los GD, quedando de la siguiente manera:

F.O.:

$$\text{Min } \Phi(\bar{X}) \quad (5.1)$$

S.a:

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad (5.2)$$

$$S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad (5.3)$$

$$P_{DGi}^{\min} \leq P_{DGi} \leq P_{DGi}^{\max} \quad (5.4)$$

$$Q_{DGi}^{\min} \leq Q_{DGi} \leq Q_{DGi}^{\max} \quad (5.5)$$

$$t_i^{\min} \leq t_i \leq t_i^{\max} \quad (5.6)$$

En que:

V_i : tensión en la barra i .

S_{ij} : transferencia de potencia aparente por el tramo ij del alimentador.

P_{DGi} : potencia activa del GD i .

Q_{DGi} : potencia reactiva del GD i

5. Propuesta de operación activa para la integración de GD

t_i : posición del tap del OLTC de la S/E primaria u otros OLTC reguladores

A partir de esta formulación netamente matemática queda establecida la función objetivo y las restricciones del problema de optimización de la operación de la red de distribución. La función objetivo del problema, $\Phi(\bar{X})$, puede variar de acuerdo a las condiciones normativas y/o contractuales vigentes entre los GD, los consumidores y la empresa de distribución. Sin embargo, las funciones objetivo más típicas serán: minimizar pérdidas en la red ($\Phi(\bar{X}) = L(\bar{X})$) o maximizar la potencia activa inyectada por los GD

$$(\Phi(\bar{X}) = \sum_{i=1}^{NGD} P_{GD}^i).$$

El problema de optimización planteado lleva en forma implícita la formulación de un flujo de potencia (PF) para el cálculo de las tensiones y los flujos por los tramos, de modo que la no-linealidad del PF es heredada para el problema del OPF, lo que genera dificultades para su resolución.

En [25] se hace una revisión de las formas más típicas de abordar el problema del OPF, lo cual se complementa de buena forma con lo planteado en [26]. En ambos textos se presentan características del problema y las dificultades que se enfrentan al intentar su resolución, las que pueden resumirse en forma parcial en la siguiente lista:

- Restricciones de igualdad no lineales
- Restricciones de desigualdad
- Función objetivo no lineal
- Dimensión del problema
- Presencia de variables discretas (taps, condensadores)

Las distintas formas utilizadas para resolver este problema presentan sus ventajas y sus problemas, ya que, dada la complejidad del problema, según sea el caso se privilegiará la rapidez de la solución antes que su exactitud, de modo que muchas veces se opta por realizar simplificaciones al problema, linealizando algunas de las ecuaciones o restricciones, modelando las variables discretas como continuas, entre otras.

En las últimas décadas se han intentado desarrollos alternativos basados en métodos heurísticos de búsqueda de soluciones, entre los cuales se la Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), la cual han entregado resultados positivos, abriendo la posibilidad de generar nuevos desarrollos por esta vía.

5.2.2 Particle Swarm Optimization (PSO)

La “Optimización por Enjambre de Partículas¹” (PSO), fue introducido por los autores J. Kennedy y R. Eberhart en 1995 [27]. Este método consiste en un algoritmo de búsqueda basado en el comportamiento de sociedades de animales abocados a una búsqueda colectiva, desplazándose instintivamente por distintos caminos dentro de un cierto *espacio de búsqueda*, aprendiendo de su propia experiencia y también siendo influenciados por la experiencia de los demás miembros de la sociedad, particularmente por la de aquel que obtiene el mejor resultado en cada intento.

Este tipo de optimización posee rasgos similares a las de otras técnicas pertenecientes a la rama de la computación evolucionaria (EC), tales como los Algoritmos Genéticos (GA²) y la Búsqueda de Patrones (PS³).

La utilización de este tipo de métodos entrega ventajas sobre los métodos tradicionales en cuanto a los tiempos de convergencia, facilidad de implementación y alcance de aplicación, ya que no requiere el cálculo de gradientes, de modo que la función a optimizar (FO) puede incluso ser discontinua y las variables de control discretas en caso de ser necesario.

No obstante las ventajas de esta técnica de búsqueda de solución, su implementación requiere de una serie de parámetros que deben ser sintonizados por el usuario con el fin de orientar la búsqueda de las partículas, lo cual corresponde a su mayor desventaja. La mala sintonización de estos parámetros puede llevar a una convergencia prematura del algoritmo, *i.e.*, la convergencia a un punto óptimo local y no global.

¹ Del inglés: *Particle Swarm Optimization*.

² Del inglés: *Genetic Algorithms*.

³ Del inglés: *Pattern Search*.

De todas formas, el uso de PSO para resolver un OPF corresponde a una buena aproximación para encontrar la solución óptima, ya que, si bien se obtienen mejores resultados mediante un OPF resuelto en forma tradicional —mediante el método de Newton por ejemplo—, esta técnica permite encontrar un punto de partida (inicialización) para el algoritmo tradicional que se encuentra muy cercano al óptimo, logrando una solución más rápida, además de hacerse cargo de encontrar una configuración adecuada para las posiciones de los taps de los OLTC presentes en la red, ya sea en la subestación primaria o en los nodos de regulación, lo cual constituye una clara ventaja sobre otros métodos que emplean variable continua para manejar esta variable de control u otros que ni si quiera la consideran en la modelación.

5.3 Modelo propuesto: PS-MPOPF

El modelo de resolución de OPF expuesto a continuación corresponde a un intento por resolver en una forma sencilla un problema complejo como es el OPF. La propuesta se encuentra implementada a través de un paquete de archivos para la plataforma MATLAB[®], los cuales contienen el algoritmo de resolución del problema.

El algoritmo implementado se basa en dos paquetes de cálculo desarrollados para la plataforma señalada: SwarmOps¹, desarrollado por *Hvass Laboratories* y que implementa el algoritmo PSO utilizado; y MATPOWER², que corresponde a una batería de archivos para la simulación de sistemas de potencia desarrollado por el *Power Systems Engineering Research Center* (PSERC) de la Universidad de Cornell, Estados Unidos.

La razón para utilizar el paquete de simulación MATPOWER es que cuenta con una serie herramientas capaces de resolver flujos de potencia en corriente alterna y también flujos de potencia óptimos (OPF), siendo utilizado en diversas publicaciones IEEE demostrando buenos resultados. Por otra parte, la forma en que son manejados los datos que describen el problema (parámetros, restricciones de operación) resulta cómoda y flexible, además de contar con la una licencia de derechos de autor que permite manipular y

¹ Disponible en <http://www.hvass-labs.org/projects/>.

² Disponible en <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>

5. Propuesta de operación activa para la integración de GD

modificar los archivos de código sin restricciones, sólo debiendo citar a los autores del código fuente original.

La única desventaja que presenta el OPF de MATPOWER es que no incorpora la modelación de transformadores con cambiadores de derivación (en forma discreta ni continua), considerando sólo una razón de transformación constante para los transformadores de la red, lo cual representa un impedimento para los fines de este trabajo.

Dado lo anterior, se decidió implementar una forma alternativa de resolución del OPF mediante PSO, que incluya la modelación de transformadores con cambiador de taps bajo carga (OLTC) y la manipulación de esta variable de control, de modo de entregar las posiciones óptimas de estas variables al OPF de MATPOWER, el cual se encarga posteriormente de re-optimizar la solución encontrada previamente.

De esta forma el algoritmo propuesto, PS-MPOPF, se inicia con una primera aproximación a la solución global (Lazo Externo), implementada mediante PSO, la cual considera las restricciones de operación de la red y los equipos, así como la posibilidad de manipular todas las variables de control disponibles en la red, *i.e.*: potencia activa y reactiva de los GD y taps de los transformadores con cambiador bajo carga. Luego, la solución entregada por la primera instancia es tomada por el OPF de MATPOWER para ser refinada.

La figura 5.2 muestra la forma en que interactúan las dos etapas de la herramienta de optimización: el Lazo Externo, que calcula la posición óptima de los tap de los OLTC, y el OPF, que toma este resultado y calcula las consignas óptimas de potencia activa y reactiva para cada GD.

5.3.1 Supuestos y alcances de la resolución del problema

El algoritmo de optimización aquí planteado no considera el problema de predespacho de las unidades de GD, *i.e.*, lo supone resuelto previamente, de modo tal que se supone que las unidades de GD incluidas en la optimización se encuentran en condiciones —técnicas y económicas— de operar. Asimismo, al hablar de P_{GD}^{\max} se hace referencia a la máxima potencia activa que el GD dispone para ser inyectada a la red en ese

5. Propuesta de operación activa para la integración de GD

momento, lo cual depende del perfil de consumos propios del GD y del perfil de generación, el cual, en el caso de un cogenerador, depende del perfil de demandas térmicas.

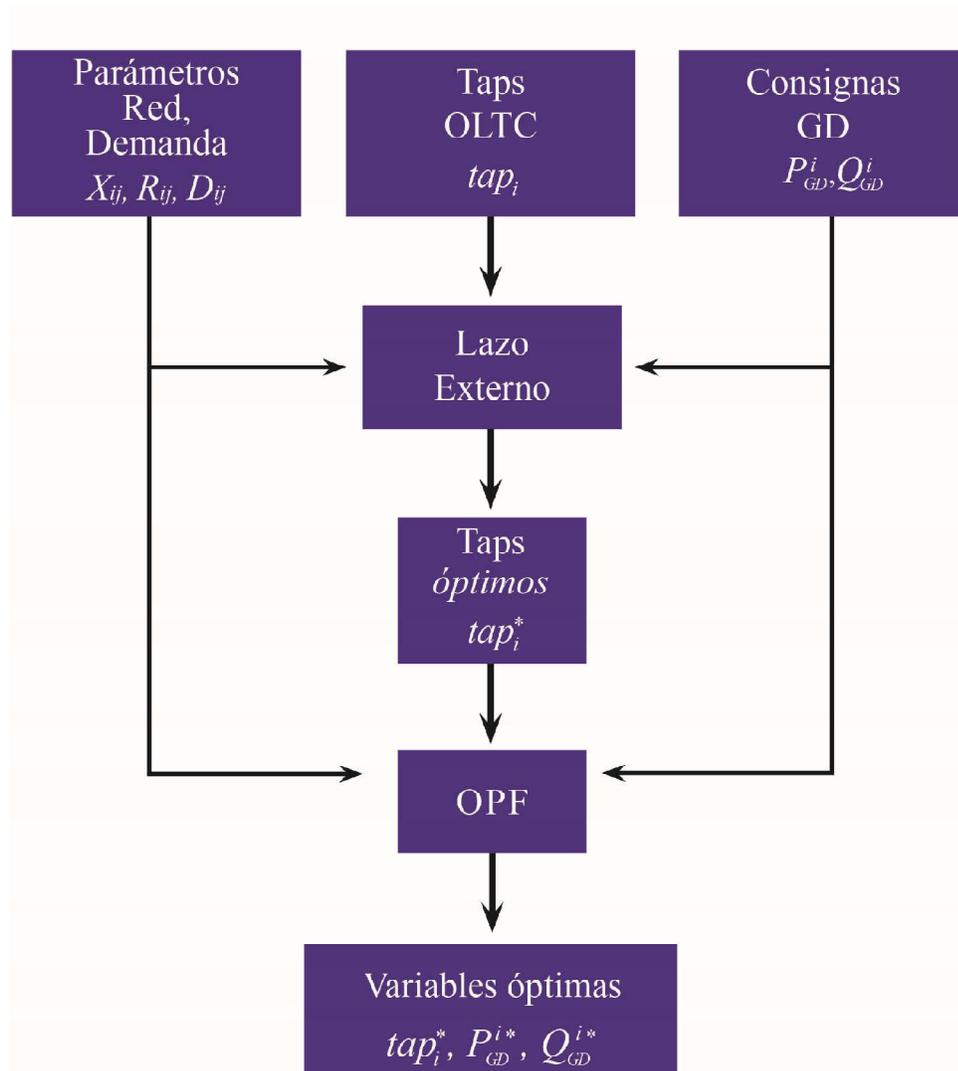


Figura 5.2: Diagrama de flujo modelo PS-MPOPF.

Capítulo 6

Estudio de casos

6.1 Caso 1: Manejo de reactivos

El primer caso de estudio corresponde a un ejemplo de cómo la relajación de la restricción de operación a un factor de potencia constante para los GD puede generar beneficios económicos para la red (empresa distribuidora), pudiendo disminuir considerablemente las pérdidas al operar con las consignas de potencia reactiva optimizadas para las unidades de GD presentes en la red.

6.1.1 Red utilizada: Alimentador Distribución Kunamoto, Japón.

La red utilizada para este caso estudio corresponde a un alimentador de distribución representativo de la ciudad de Kunamoto en Japón.

En la figura 6.1 se muestra el alimentador en estudio, mientras que en la tabla 6-1 se presentan los parámetros eléctricos del alimentador, los cuales se encuentran expresados en *p.u.* con las bases siguientes: 11,342 kV y 30 MVA.

6. Estudio de casos

Tabla 6-1: Parámetros eléctricos alimentador Kunamoto, Japón [23].

Nodo de Inicio	Nodo Final	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	2	0.00315	0.075207	0
2	3	0.00033	0.001849	0.0015
3	4	0.00667	0.030808	0.03525
4	5	0.00579	0.014949	0.0025
5	6	0.01414	0.036547	0
4	7	0.008	0.036961	0.0312
7	8	0.009	0.041575	0
8	9	0.007	0.032346	0.0015
9	10	0.00367	0.01694	0.0035
10	11	0.009	0.041575	0.002
3	12	0.0275	0.127043	0
12	13	0.0315	0.081405	0
13	14	0.03965	0.102984	0
14	15	0.01061	0.004153	0

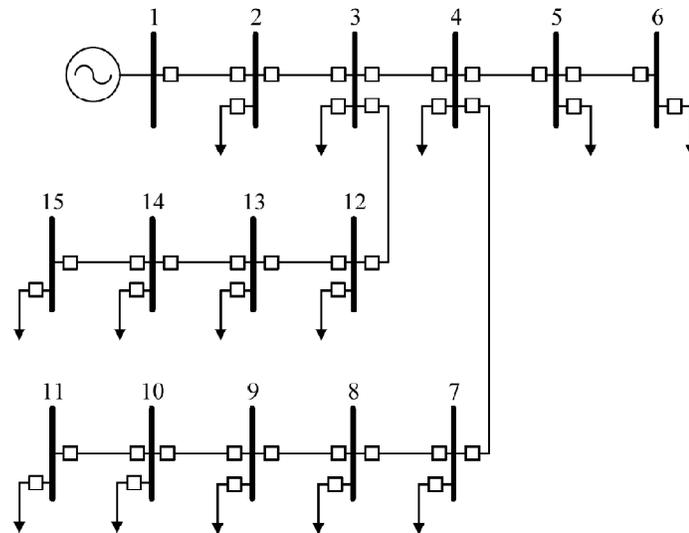


Figura 6.1: Alimentador Kunamoto, Japón [23].

Este alimentador ha sido utilizado en varios trabajos ([28] [29] [23]) para presentar casos de estudio relativos a GD. Aquí se partirá de lo hecho en [23], en donde se presenta una herramienta computacional que busca maximizar la potencia instalada de GD para un alimentador dado. En dicho trabajo se consideró un caso de mínima demanda del

6. Estudio de casos

alimentador para realizar el proceso de optimización, entendiendo que se trata del peor caso para aumentar la potencia instalada de GD debido al alza de tensiones. Los generadores considerados son de tipo sincrónico y fueron modelados como una inyección de potencia activa con factor de potencia constante e igual a 0,9 (inductivo, *i.e.*, inyecta reactivos).

Para este trabajo se considerarán los mismos generadores (sincrónicos) manteniendo además su ubicación y capacidad, sin embargo, se liberará la restricción de operar a factor de potencia constante. En este caso, la consigna de potencia reactiva, y por ende el factor de potencia, será determinado mediante el modelo propuesto.

Tabla 6-2: Generados Distribuidos presentes en la red de Kunamoto.

Barra	P máx (MW)	Qmin (MVA _r)	Qmax (MVA _r)
2	3,5	-2,16	2,16
4	6	-3,72	3,72
6	5,7	-3,5	3,5
10	5,4	-3,3	3,3
15	2,7	-1,7	1,7
Total	23,3	-14,38	14,38

Al alimentador en estudio se le agregó un transformador con cambiador de taps bajo carga (OLTC) en la cabecera (entre las barras 1 y 2), de modo de asemejarse a la subestación principal. El OLTC dispuesto cuenta con 11 posiciones que hacen variar la tensión del lado de baja tensión entre 0,95 y 1,05 *pu* (en vacío y con tensión nominal en el lado de alta tensión).

6.1.2 Escenarios de demanda y generación

A partir del escenario de demanda mínima presentado en [23], se construyeron dos escenarios de demanda adicionales, los cuales representarían niveles de demanda media y alta, con la finalidad de representar los cambios de esta a lo largo del tiempo y, en consecuencia, mostrar la respuesta del modelo propuesto ante estos cambios. Los escenarios de demanda alta y media se construyeron ponderando los valores de las cargas

6. Estudio de casos

en cada barra por un factor 3 y 2 respectivamente, manteniendo constante su factor de potencia.

En la tabla 6-3 se muestran los datos de demanda para los tres escenarios en estudio. Para el caso de la generación se supondrá que las unidades de GD operan en forma permanente a plena capacidad, de modo que sólo se variará su consigna de potencia reactiva de acuerdo al escenario de demanda.

Tabla 6-3: Datos demanda alimentador Kunamoto.

Barra	Demanda Baja		Demanda Media		Demanda Alta	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,624	0,063	1,248	0,126	1,872	0,189
3	1,485	0,153	2,97	0,306	4,455	0,459
4	2,874	0,294	5,748	0,588	8,622	0,882
5	1,326	0,135	2,652	0,27	3,978	0,405
6	0,339	0,036	0,678	0,072	1,017	0,108
7	1,914	0,198	3,828	0,396	5,742	0,594
8	0,969	0,099	1,938	0,198	2,907	0,297
9	0,639	0,066	1,278	0,132	1,917	0,198
10	0,84	0,087	1,68	0,174	2,52	0,261
11	6,51	0,066	13,02	0,132	19,53	0,198
12	0,396	0,042	0,792	0,084	1,188	0,126
13	0,087	0,009	0,174	0,018	0,261	0,027
14	0,483	0,048	0,966	0,096	1,449	0,144
15	0,417	0,042	0,834	0,084	1,251	0,126

6.1.3 Resultados

Con los datos presentados anteriormente se corrieron flujos de potencia para el caso base (con factor de potencia 0,9 para los GD) y luego se utilizó el modelo propuesto para optimizar las consignas de potencia reactiva de las unidades de GD, esto para los tres escenarios de demanda presentados.

6. Estudio de casos

Cabe mencionar que en este caso no fue necesario efectuar recortes de generación, ya que aún en el escenario más desfavorable (demanda mínima), todas las variables de interés se encuentran bajo norma, lo cual es consecuencia del trabajo realizado en [23], en donde se optimizó la capacidad instalada de generación de modo de no afectar las restricciones de operación de la red.

A continuación se presentan los resultados de pérdidas para cada escenario de demanda, tanto para el caso base como para el caso optimizado con el modelo.

Tabla 6-4: Pérdidas en el alimentador para los distintos casos.

Caso	Demanda Mínima		Demanda Media		Demanda Máxima	
	kW	%	kW	%	kW	%
Base	97	0.51	307	0.81	926	1.63
Optimizado	51	0.27	266	0.70	841	1.48
Reducción	46	47.42	41	13.36	85	9.18

De los resultados contenidos en la tabla 6-4 se logra observar una disminución de las pérdidas entre el caso base y el optimizado para todos los escenarios de demanda, lo cual responde a lo esperado. Además, se tiene que dicha reducción es mayor, porcentualmente hablando, cuando la demanda es mínima, decreciendo hacia el escenario de máxima demanda, mientras que en términos absolutos ocurre lo contrario.

Si bien estos números pueden parecer pequeños, al realizar una valorización de estas pérdidas a lo largo de periodos extensos, del orden de años, esto significa un ahorro considerable para la distribuidora, de modo que puede pensarse en ofrecer esto como un Servicio Complementario en el nivel de distribución.

6.1.4 Evaluación económica

Con el objetivo de cuantificar monetariamente esto se presentan a continuación los bloques horarios y costos marginales de energía correspondientes a un horizonte de evaluación de un año, abarcando el periodo de abril 2010 a abril 2011. Estos bloques y precios son presentados en la tabla 6-5, siendo obtenidos en base a los bloques y costos

6. Estudio de casos

marginales entregados en el Informe Técnico Definitivo para la fijación del Precio de Nudo correspondiente al mes de abril de 2010.

Tabla 6-5: Bloques horarios y precio de energía para cada escenario.

Mes	D. Mínima		D. Media		D. Máxima	
	Horas	mills/kWh	Horas	mills/kWh	Horas	mills/kWh
Abril	240	70.038	288	79.567	192	98.625
Mayo	248	71.788	297	77.776	199	89.752
Junio	240	83.015	272	90.242	208	104.697
Julio	248	110.758	269	115.279	227	124.321
Agosto	248	125.118	299	129.650	197	138.713
Septiembre	240	142.828	308	158.501	172	189.848
Octubre	248	119.446	468	131.279	28	154.945
Noviembre	240	104.94	451	111.909	29	125.846
Diciembre	248	96.857	465	101.757	31	111.558
Enero	248	86.212	336	92.424	160	104.849
Febrero	232	77.061	407	84.346	57	98.917
Marzo	248	70.909	450	78.086	46	92.440

A partir de los datos de la tabla anterior se desprenden los siguientes resultados de la evaluación de cada uno de los casos:

Tabla 6-6: Ahorros derivados del manejo activo, Caso Estudio 1.

Ahorros	D. Mínima	D. Media	D. Máxima	Total anual
Energía (MWh)	135	177	131	443
Monetarios (\$)¹	6.183.223	8.742.389	7.464.831	22.390.443

De esta forma se demuestra que un manejo activo de una red de distribución con presencia de GD puede generar ahorros significativos para la empresa distribuidora, situación que representa un atractivo para la empresa, así como una mejora en las condiciones para el desarrollo de proyectos de GD, particularmente de Cogeneración, para los que se encuentra ideado lo aquí presentado.

El detalle de los resultados de los flujos de potencia ejecutados, desde donde se obtuvieron los valores de pérdidas indicadas en la tabla 6-4, se encuentran en el ANEXO 1.

¹ Valor del dólar utilizado: \$475.

6.2 Caso 2: Recortes de generación

Para este caso se considerará un manejo activo de red que contempla la utilización de recortes de generación, el uso de dos transformadores OLTC y el manejo de las consignas de potencia reactiva para las unidades de GD presentes en la red. Ese caso explota todas las potencialidades del modelo propuesto, optimizando la máxima cantidad de potencia inyectada por los GD y buscando las consignas de potencia reactiva y posición de los tap de modo de no provocar condiciones de operación fuera de norma.

6.2.1 Red Utilizada: UKGDS-EHV1 for Active Management

En Inglaterra se han desarrollado diversos estudios conducentes a levantar barreras de integración para la GD, algunos de los cuales han sido citados a lo largo de este trabajo. En particular, una de las barreras detectadas fue, justamente, la carencia de modelos de redes de distribución que fueran representativas de las redes reales. Esto condujo al desarrollo de un estudio cuyo propósito fue precisamente establecer un conjunto de modelos de redes típicas que dieran cuenta de la diversidad de redes que se encuentran en el país, de modo de poder utilizar estos modelos en los estudios relativos a GD. El nombre del proyecto es *United Kingdom Generic Distribution System* (UKGDS), y su propósito se encuentra alineado con los objetivos de reducción de emisiones de GEI que el país se propuso al año 2010 [30].

Dentro de las redes definidas en el proyecto se encuentra la llamada EHV1 para manejo activo, la cual se encuentra especialmente diseñada para realizar estudios con manejo de red activa. Esta red considera la presencia de dos transformadores OLTC, uno en la cabecera, como transformador principal, y otro hacia la cola del alimentador, cumpliendo funciones de regulación de tensión, puesto que se trata de una red reducida representativa de un alimentador rural de gran extensión y baja densidad de consumo.

La figura 6.2 muestra un esquemático de la red en estudio. En ella se pueden apreciar los dos transformadores con cambiador de tap y las unidades de GD, en las barras 15 y 16.

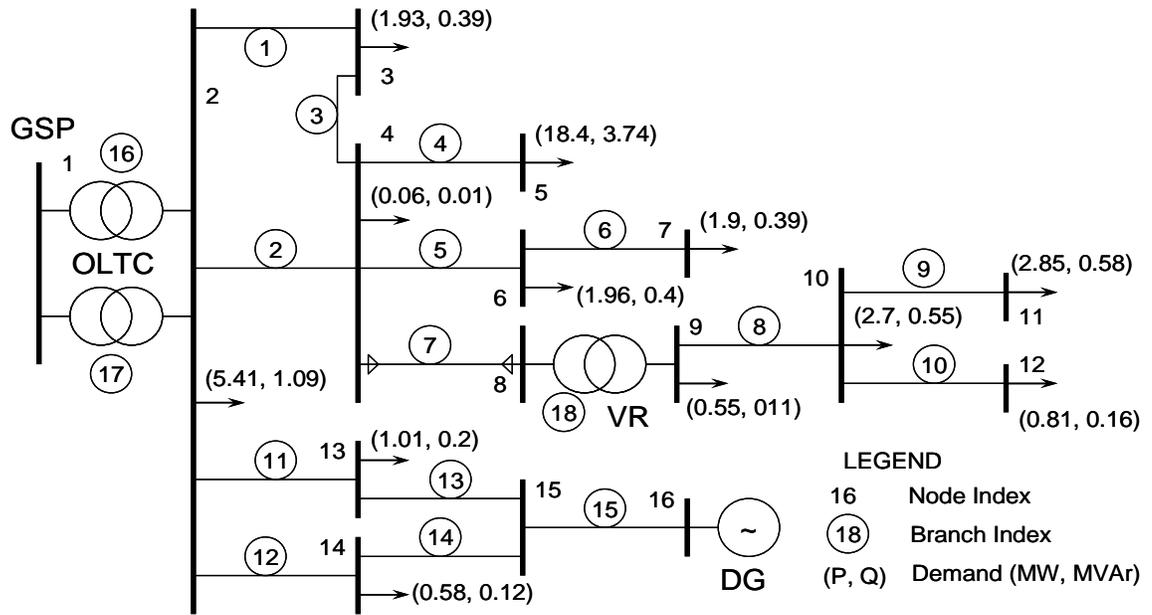


Figura 6.2: Esquema de la red EHV1 para manejo activo.

A su vez, la tabla 6-7 muestra los parámetros de la red, expresados en *p.u.* tomando como referencia las bases 100 MVA y 33 kV. En las últimas dos filas de la tabla se muestran los datos correspondientes a los transformadores OLTC, ambos con 21 posiciones de tap con pasos tales que permiten variar la tensión en vacío entre 0,85 y 1,05 *p.u.* cuando se alimenta a tensión nominal en alta tensión.

6. Estudio de casos

Tabla 6-7: Parámetros alimentador UKDS-EHV1 para manejo activo [31]¹.

Nodo Inicio	Nodo Final	R (p.u.)	X (p.u.)	Rate (MVA)
2	3	0.198	0.446	25
2	4	0.187	0.299	45
3	4	0.216	0.287	20
4	5	0.0305	0.029	40
4	6	0.517	0.376	15
6	7	0.394	0.348	15
4	8	0.441	0.392	15
9	10	0.538	0.733	15
10	11	0.944	0.657	15
10	12	1.59	1.21	15
2	13	0.213	0.284	20
2	14	0.506	0.532	15
13	15	0.265	0.281	15
15	14	0.4	0.291	15
15	16	0.401	0.292	20
1	2	0	0.125	60
8	9	0.0728	0.1039	15

De la red original tomada de [31], se han dejado todos los parámetros intactos. Sin embargo, se agregó una unidad de GD en la barra 15 y se limitó la capacidad instalada en la barra 16, en donde había originalmente un parque eólico de mayor capacidad. La tabla 6-8 muestra las unidades de generación consideradas y sus características principales. Cabe mencionar que el criterio utilizado para escoger las capacidades de inyección y absorción de reactivos por parte de las unidades de GD fue una operación límite con un factor de potencia 0,85, tanto para el caso inductivo como capacitivo.

¹ Los modelos de las distintas redes se encuentran disponibles en [31] previo registro del usuario. El registro es sin costo y es más que nada a modo de registro.

6. Estudio de casos

Tabla 6-8: Características unidades GD caso UKGDS.

GD	Barra	P máx (MW)	Qmin (MVA _r)	Qmax (MVA _r)
1	15	6,5	-4,03	4,03
2	16	9	-5,58	5,58
3	16	9	-5,58	5,58
	Total	24,5	-15,19	15,19

6.2.2 Escenarios de demanda y generación

En [31] se encuentra una planilla Excel que contiene perfiles de demanda para cada una de las cargas del alimentador espaciados cada 30 minutos a lo largo del día. A partir de estos perfiles se construyeron tres escenarios de demanda (alta, media y baja) con los cuales se trabajará. La determinación considera una modelación de la carga de cada barra por separado, de modo que no se trata de un factor que pondera a todas las cargas por igual. En la tabla 6-9 se presentan los datos de cada escenario de demanda a utilizar.

Tabla 6-9: Escenarios de demanda caso UKGDS.

Barra	Demanda Mínima		Demanda Media		Demanda Máxima	
	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
2	1,87	0,38	2,20	0,44	3,68	0,74
3	0,67	0,13	0,78	0,16	1,31	0,27
4	0,02	0,00	0,02	0,00	0,04	0,01
5	6,36	1,29	7,47	1,52	12,51	2,54
6	0,68	0,14	0,80	0,16	1,33	0,27
7	0,66	0,13	0,77	0,16	1,29	0,27
9	0,19	0,04	0,22	0,04	0,37	0,07
10	0,93	0,19	1,10	0,22	1,84	0,37
11	0,98	0,20	1,16	0,24	1,94	0,39
12	0,28	0,06	0,33	0,06	0,55	0,11
13	0,35	0,07	0,41	0,08	1,69	0,14
14	0,20	0,04	0,24	0,05	8,79	0,08
Total	13,19	2,67	15,5	3,13	35,34	5,26

6. Estudio de casos

En cuanto a la generación, se supone que las unidades de GD están capacitadas para operar a plena carga en los distintos escenarios de demanda.

6.2.3 Resultados

A partir de los datos presentados se ejecutaron las simulaciones para cada escenario de demanda. A continuación se revisarán en detalle los resultados para cada escenario por separado.

Demanda Mínima

Los resultados del OPF calculado mediante el modelo propuesto se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6-10: Resultados PS-OPF para el caso UKGDS, demanda mínima.

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1.000	-7.65	-1.93	-	-
2	0.983	-	-	1.87	0.38
3	0.972	-	-	0.67	0.13
4	0.963	-	-	0.02	0.00
5	0.961	-	-	6.36	1.29
6	0.955	-	-	0.68	0.14
7	0.952	-	-	0.66	0.13
8	0.950	-	-	-	-
9	0.995	-	-	0.19	0.04
10	0.979	-	-	0.93	0.19
11	0.968	-	-	0.98	0.20
12	0.974	-	-	0.28	0.06
13	0.997	-	-	0.35	0.07
14	1.000	-	-	0.20	0.04
15	1.022	6.50	2.70	-	-
16	1.060	17.73	-9.25	-	-
TOTAL		16.58	-8.49	13.18	2.67

6. Estudio de casos

Cabe señalar que la restricción de tensión máxima fue alcanzada en la barra 16 debido a la inyección de potencia del GD allí conectado, así como también la restricción de máxima capacidad de transferencia para los tramos 13-15 y 15-16. Por su parte, las posiciones para los tap de los OLTC resultaron ser 14 y 21, para el transformador principal y el regulador respectivamente.

Por otra parte, se aprecia que debido a la condición de baja demanda y ausencia de consumos en las cercanías de los GD, se debieron recortar 270 kW de los GD conectados a la barra 16, lo que equivale al 1,5% de la capacidad instalada en esa barra.

Notar que se están exportando 7,65 MW al sistema interconectado mayor con un factor de potencia 0,97, ligeramente fuera de norma (0,98). Además, es importante resaltar la utilización de la potencia reactiva por parte de los GD para poder inyectar la mayor potencia posible. Se ve que los GD 2 y 3 (barra 16) se encuentran absorbiendo reactivos para mitigar el alza de tensión hasta el punto de topar la máxima transferencia por el tramo 15-16, mientras que el GD 1 (barra 15) se encuentra inyectando reactivos para suplir la demanda de los GD y también para levantar la tensión en la barra y así aumentar la transferencia de potencia hacia las cargas.

Demanda Media

Los resultados del OPF calculado mediante el modelo propuesto se presentan en la siguiente tabla:

6. Estudio de casos

Tabla 6-11: Resultados PS-OPF caso UKGDS, demanda media.

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,007	-5,25	-1,56	-	-
2	0,979	-	-	2,20	0,44
3	0,966	-	-	0,78	0,16
4	0,956	-	-	0,02	0,00
5	0,953	-	-	7,47	1,52
6	0,946	-	-	0,80	0,16
7	0,943	-	-	0,77	0,16
8	0,940	-	-	-	-
9	0,984	-	-	0,22	0,04
10	0,966	-	-	1,10	0,22
11	0,952	-	-	1,16	0,24
12	0,959	-	-	0,33	0,06
13	0,994	-	-	0,41	0,08
14	0,997	-	-	0,44	0,05
15	1,020	6,50	2,56	-	-
16	1,060	17,96	-8,81	-	-
TOTAL		19,21	-7,81	15,69	3,14

En este caso fueron alcanzadas las restricciones de máxima tensión en la barra 16 y mínima en la barra 8, mientras que la capacidad de máxima transferencia fue alcanzada en los tramos 13-15 y 15-16. Por su parte, las posiciones de los tap de los OLTC resultaron ser 13 y 21, para el transformador principal y el regulador respectivamente.

Respecto de la generación de las unidades de GD, se tiene que para este escenario también se debió recurrir a un recorte en la generación de las unidades conectadas en la barra 16, recorte que alcanzó el valor de 40 kW, correspondientes al 0,2% de la capacidad instalada en esa barra.

Para esta condición de operación se exportan 5,25 MW al sistema mayor con un factor de potencia igual a 0,96, el cual se encuentra fuera de norma.

La utilización de la potencia reactiva por parte de los GD juega un rol importante al igual que en el escenario de demanda mínima, ayudando a contener las alzas de tensión en

6. Estudio de casos

las barras de generación, aunque a costa la saturación de los tramos cercanos a la generación.

Un punto importante en este caso es la tensión en la barra 8, la cual resulta compleja de mantener dentro de norma debido al alza de consumo y la debilidad de la red (radialidad y caídas de tensión considerables).

Demanda Máxima

Los resultados del OPF calculado mediante el modelo propuesto se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6-12: Resultados PS-OPF caso UKGDS, demanda máxima.

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	0,995	14,99	6,85	-	-
2	1,017	-	-	3,68	0.74
3	0,995	-	-	1,31	0.27
4	0,979	-	-	0,04	0.01
5	0,974	-	-	12,51	2.54
6	0,963	-	-	1,33	0.27
7	0,956	-	-	1,29	0.27
8	0,951	-	-	-	-
9	0,994	-	-	0,37	0.07
10	0,962	-	-	1,84	0.37
11	0,940	-	-	1,94	0.39
12	0,952	-	-	0,55	0.11
13	1,012	-	-	1,69	0.14
14	0,993	-	-	8,79	0.08
15	1,019	6,50	-3,89	-	-
16	1,060	18,00	-8,72	-	-
TOTAL		39,49	-5,76	35,35	5,27

En la tabla se aprecia que la restricción de máxima tensión fue alcanzada en la barra 16 debido principalmente a la generación presente en ella. Por otra parte, la mínima tensión permitida por norma fue alcanzada en la barra 11, la cual se encuentra ubicada en la cola

del alimentador. También cabe mencionar que la capacidad de transferencia por el tramo 15-16 fue alcanzada, situación detonada por la alta generación en la barra 16 y la utilización de potencia reactiva (absorción) por parte de los GD ubicados en dicha barra para poder contener el alza de tensión producto de la inyección de potencia.

En cuanto a las posiciones de los tap de los transformadores OLTC, se tiene que las posiciones fijadas para dichas variables fueron 19 y 21, para el transformador principal y el regulador respectivamente. Junto con ello, conviene resaltar que la tensión en el punto de suministro (barra 1) resultó inferior que en los casos anteriores, lo que puede asimilarse a la condición de importación de potencia desde el sistema —a diferencia de los casos anteriores— debido al aumento en la demanda, situación que es posible encontrar en la realidad.

Finalmente, es importante notar que en este caso no fue necesario incurrir en recortes de generación para cumplir las condiciones de operación de la red, lo cual es consecuencia en buena medida del manejo activo y coordinado de la red y el aumento de demanda.

6.2.4 Evaluación económica

A partir de los resultados anteriormente expuestos para los distintos escenarios de demanda, se cuantificarán las pérdidas económicas que enfrentarían los GD sometidos a un régimen de manejo activo en la red utilizada y con estas características de demanda. Para esto se utilizarán los mismos valores del Caso Estudio 1, tanto para la duración de los bloques de demanda por mes como para los costos de la energía en esos periodos.

La siguiente tabla muestra los resultados de la cuantificación de los recortes, tanto en términos de energía como monetarios.

6. Estudio de casos

Tabla 6-13: Cuantificación de los recortes de generación, Caso Estudio 2.

Ahorros	D. Mínima	D. Media	D. Máxima	Total anual
Energía (MWh)	791	172	0	963
Monetarios (\$)¹	36.292.828	8.529.160	0	44.821.989

Dados estos resultados, resulta conveniente evaluar qué resulta más rentable: costear el cambio de conductores de modo de poder evacuar toda la potencia disponible (inclusive en las horas de demanda mínima y media), o evitar ese gasto y esperar que aumente la demanda o bien que la distribuidora amplíe las redes por su cuenta. En cualquier caso, ya se cuenta con valores referenciales que permiten realizar dicha evaluación, cosa que no sería posible bajo un enfoque de peor caso sin manejo activo, puesto que se tendría noticia exclusivamente de las pérdidas esperadas durante el peor caso y para un cierto factor de potencia de los generadores (y alguna posición desconocida de los taps), de modo que se podría incurrir en gastos innecesarios.

6.3 Sensibilización de resultados

En los dos casos de estudio anteriores se presentó una evaluación económica de los resultados derivados de un manejo activo de las unidades de cogeneración conectadas en la red. Dicha evaluación se realizó en base a las proyecciones de precios de energía del informe de precios de nudo de octubre de 2010 emanado por la CNE. Por esto último, los resultados de dichas evaluaciones son válidos en tanto los precios de la energía se correspondan con los valores utilizados aquí.

Para liberarse de esta restricción, y dar así una idea más general de los resultados económicos que podría entregar un proyecto de manejo activo de una red de distribución con presencia de GD, se presenta a continuación una sensibilización de los resultados obtenidos para dos escenarios de precios posibles a futuro: costo alto y costo bajo. El escenario de costo bajo considera un costo marginal promedio de 70 mills/kWh, mientras que el escenario de costo alto considera un costo marginal promedio de 180 mills/kWh.

¹ Valor del dólar utilizado: \$475.

6.3.1 Caso Estudio 1

A continuación se presentan las tablas con el resumen de los resultados económicos obtenidos para la sensibilización de precios de energía para el caso estudio 1, correspondiente a los ahorros por concepto de disminución de pérdidas en un alimentador de distribución típico en la ciudad de Kunamoto, Japón.

La sensibilización incluye los dos escenarios antes mencionados (costo alto y costo bajo), además de los resultados obtenidos originalmente, los que corresponden a los costos esperados de la energía para los próximos años de acuerdo al informe de precios de nudo de la CNE.

Tabla 6-14: Sensibilización Precio de la Energía, Caso Estudio 1.

Ahorros	D. Mínima	D. Media	D. Máxima	Total anual
Energía (MWh)	135	177	131	443
Costo Alto (\$)¹	10.663.914	15.077.589	12.874.244	38.615.748
Costo Esperado (\$)	6.183.223	8.742.389	7.464.831	22.390.443
Costo Bajo (\$)	4.147.078	5.863.507	5.006.650	15.017.235

Los resultados obtenidos muestran que aún en el escenario de costo bajo, los ahorros conseguidos por concepto de disminución de pérdidas son significativos, aunque mucho menores que en el caso de costos de la energía altos, en el que resultan ahorros mucho mayores y que probablemente alcancen a cubrir en pocos años los costos de la implementación de un sistema de manejo activo como el aquí planteado, todo esto sin incorporar en el análisis el aplazamiento en la ampliación de las redes, lo cual también contribuiría positivamente en la evaluación de esta alternativa de operación y gestión de red.

6.3.2 Caso Estudio 2

De igual manera que el caso anterior, se presenta la sensibilización de resultados económicos, ahora para el caso de estudio 2, el cual corresponde a la cuantificación

¹ Valor del dólar utilizado: \$475.

6. Estudio de casos

económica de los recortes de generación en que se incurre debido al manejo activo de la red de distribución.

Al igual que en el caso anterior, se incluyen los dos escenarios antes mencionados (costo alto y costo bajo), además de los resultados obtenidos originalmente.

Tabla 6-15: Sensibilización Precio de la Energía, Caso Estudio 2.

Ahorros	D. Mínima	D. Media	D. Máxima	Total anual
Energía (MWh)	791	172	0	963
Costo Alto (\$)¹	62.592.541	14.709.843	0	77.302.384
Costo Esperado (\$)	36.292.828	8.529.160	0	44.821.989
Costo Bajo (\$)	24.341.544	5.720.495	0	30.062.038

En este caso el análisis resulta distinto al anterior, puesto que aquí el escenario de costos bajos insinúa que sería conveniente no incurrir en costos asociados a la ampliación de las redes que permitirían evacuar toda la energía generable, mientras que el caso de costos altos insta al inversionista a evaluar seriamente la posibilidad de desarrollar dichos refuerzos y así aprovechar al máximo su potencial de producción de energía.

De esta forma, a pesar de mostrar distintos caminos a seguir, los dos escenarios utilizados en esta sensibilización pueden resultar favorables para el inversionista si es que se toma la decisión correcta de acuerdo la evaluación realizada y los costos esperados de la energía para los próximos años.

¹ Valor del dólar utilizado: \$475.

Capítulo 7

Conclusiones

En este trabajo se desarrolló e implementó una propuesta conceptual relativa a la operación de unidades de cogeneración conectadas como GD en un contexto de Redes de Distribución Inteligentes. Esta propuesta fue consecuencia de una revisión en que se trataron los principales problemas asociados a la interconexión de unidades de GD en redes de distribución, concluyéndose que muchos de ellos derivan del tratamiento que se ha dado normalmente a la GD, lo cual es, a su vez, consecuencia de la concepción pasiva que tradicionalmente se ha dado a las redes de distribución.

La propuesta presentada consiste en una estrategia de operación coordinada, definida mediante la aplicación de una herramienta de optimización que determina las consignas de operación para las centrales de GD y los transformadores (OLTC) de acuerdo a una función objetivo fijada *a priori*; típicamente: disminución de pérdidas, maximización de la potencia inyectada por las centrales de cogeneración o minimización del costo operacional de la red.

La herramienta de optimización a la que hace referencia el párrafo anterior también fue desarrollada como parte de este trabajo. Esta fue desarrollada e implementada a partir de un Flujo de Potencia Óptimo (OPF) que determina la producción de potencia activa y reactiva de las centrales, así como la posición del tap de los transformadores con cambiador bajo carga (OLTC). Cabe notar que esto último correspondió a un desarrollo propio, en que se tomó como punto de partida un OPF programado previamente y se le añadió con éxito

7. Conclusiones

la posibilidad de determinar la posición óptima de los tap de los transformadores OLTC presentes en la red. Este aporte fue implementado mediante el método de búsqueda heurística conocida como “*Particle Swarm Optimization*” (PSO), logrando resultados satisfactorios con tiempos de ejecución acordes a la complejidad del problema, permitiendo un tratamiento de la variable en cuestión como una variable discreta, situación que normalmente provoca problemas a la hora de resolver este tipo de problemas. La razón principal para llevar cabo este desarrollo fue la carencia de una herramienta que incorpore la opción de cálculo de la posición de los tap de los transformadores dentro del OPF, lo que se debe a la complejidad de la programación entero-mixta, en que se optimizan variables continuas y discretas a la vez.

Tanto la propuesta planteada como el algoritmo programado fueron probados a través de su aplicación a dos casos de estudio en que se aplicó un manejo activo.

En el primero de ellos se comprobó el efecto positivo que genera en la red una gestión de potencia reactiva optimizada, logrando una disminución de pérdidas considerable, alcanzando un ahorro estimado de \$22 millones al año. En este caso sólo se consideró una gestión de la potencia reactiva inyectada o absorbida por los GD.

En el segundo caso estudio se consideró un manejo activo tanto de la potencia activa como reactiva, esto puesto que la red utilizada contaba con un transformador regulador de tensión hacia la cola de la red, lo que hacía imprescindible una gestión coordinada del movimiento de los tap de los transformadores y de las inyecciones de potencia de los GD. En este caso fue necesario efectuar recortes de generación proveniente de los GD para poder mantener las condiciones de seguridad y calidad de servicio exigidas en la normativa. Estos recortes de generación fueron cuantificados y valorizados económicamente, alcanzando un valor de alrededor de \$44 millones que dejan de recibir los generadores por restricciones en la red de distribución.

Si bien los resultados de las evaluaciones económicas de ambos casos de estudio corresponden a dos situaciones muy particulares, estos entregan una idea de los ahorros que son posibles de conseguir por concepto de disminución de pérdidas de energía en la red, así como de las pérdidas económicas en que se puede incurrir por concepto de las restricciones impuestas por una red de distribución subdimensionada.

7. Conclusiones

Para reforzar lo anterior se realizó una sensibilización de los resultados económicos obtenidos para los ambos casos estudio, para lo cual se consideraron dos posibles escenarios representativos de lo que podría ocurrir con los precios de la energía en largo plazo. Así, se definió un escenario de costos marginales bajos, promediando 70 mills/kWh, y otro de costos marginales altos, promediando 180 mills/kWh. Para el caso de estudio en que se optimiza sólo la gestión de potencia reactiva en pos de una disminución de las pérdidas en la red, los resultados arrojan resultados positivos aún en el caso de costos bajos de la energía, aunque se verían mermados los beneficios derivados de esta optimización, mientras que para el escenario de costos altos de la energía, los beneficios son mucho mayores, justificando aún más el proyecto. Para el otro caso estudio, en que se optimizan las consignas de potencia activa y reactiva, procurando minimizar los recortes de generación, los resultados son a la inversa que el caso anterior, siendo más favorable el caso de costos de la energía bajos, de modo que resulten menos las pérdidas económicas atribuibles a los recortes de generación, a la vez que un escenario de costos altos instaría a realizar las ampliaciones en la red, necesarias para evacuar toda la energía disponible. En este escenario podría parecer que un manejo activo de la red no fuese necesario, o económicamente conveniente, sin embargo, lo sería de igual manera, puesto que se llegaría a la situación estudiada en el caso de estudio anterior, en que las instalaciones permiten evacuar toda la energía (potencia) disponible, pero en cuyo caso resulta conveniente realizar un manejo de la potencia reactiva con el objetivo de minimizar las pérdidas en la red, obteniendo beneficios altos para costos de la energía también altos.

Por otra parte, la metodología utilizada para la evaluación de estos casos resulta válida para otros más complejos, en que se considere, por ejemplo, una variación horaria o intrahoraria de la demanda, así como un perfil de generación variable en el tiempo (como es en la realidad).

Como trabajos futuros a desarrollar a partir de este trabajo existen varias líneas posibles de explotar. En primer lugar conviene mencionar los aspectos no tocados relativos a Redes Inteligentes, tales como la programación de un Estimador de Estado para el nivel de distribución, el cual sea capaz de estimar la condición de operación de la red con la menor cantidad de datos posibles; en la misma línea se encuentra el desarrollo de una arquitectura para el sistema de comunicaciones necesario para la ejecución de las acciones

7. Conclusiones

de control. Por otra parte, se encuentra la programación de un OPF íntegramente calculado mediante Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), lo cual es posible apoyándose en diversas publicaciones citadas en este trabajo y otras disponibles en la web de la IEEE. Este punto es probablemente el de mayor potencial a explotar, por lo mismo, es importante tener en cuenta para los trabajos futuros la conveniencia de generar un problema de optimización que parta de las ecuaciones del OPF, de modo que las variables de optimización a resolver por PSO sean la magnitud de las tensiones y sus respectivos ángulos, así como las posiciones de las variables de control discretas (taps, bancos de condensadores). Asimismo, se recomienda probar con distintas estrategias para sintonizar los parámetros y asegurar la convergencia, como también probar diversas formas de penalización para manejar las restricciones. Con este planteamiento se espera que el algoritmo se comporte de mejor manera que con el utilizado en este trabajo, principalmente porque permitiría manejar de mejor manera las restricciones de tensión, de modo que si una es restricción es violada, esta sería sobre el nivel de potencia reactiva de alguna de las unidades de GD, no así las tensiones en los nodos de la red, las que se mantendrían dentro de los límites previamente establecidos por el usuario. Por otra parte, el algoritmo PSO queda con mayor libertad para escoger los valores de tensión en cada nodo que permitan la mejor distribución de flujos, disminuyendo pérdidas y maximizando la potencia generada por los GD.

Bibliografía

[1]. **PRIEN - Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, Universidad de Chile.** *Estudio de bases para la elaboración de un Plan Nacional de Eficiencia Energética.* s.l. : PPEE - Programa País de Eficiencia Energética, 2010.

[2]. **Colegio de Ingenieros de Chile A.G.** *Energías Renovables No Convencionales: Energía Sustentable para Chile.* Santiago : s.n., 2010.

[3]. **California Energy Commission.** *Distributed Generation and Cogeneration Policy Roadmap for California.* 2007.

[4]. **Systemp.** *Introducción de la Eficiencia Energética a través Incentivos a las Empresas Distribuidoras.* s.l. : CNE, 2009.

[5]. **CPUC - California Public Utilities Commission.** *California Energy Efficiency Evaluation Protocols.* 2006.

[6]. **IPPC.** *Climate Change 2007 - Mitigation of Climate Change: Working Group III contribution to the Fourth Assessment Report of the IPCC.* s.l. : Cambridge University Press, 2007.

[7]. **IEA.** *Combined Heat and Power: Evaluating the benefits of greater global investment.* Paris : IEA/OECD, 2008.

[8]. **Fernández Hirsch, Rodrigo.** *Comportamiento de Planta de Cogeneración frente a Perturbaciones Eléctricas.* Memoria (Ingeniería Civil Electricista) : Universidad de Chile, 2005.

- [9]. **Breeze, Paul.** *Power Generation Technologies*. s.l. : Newnes, 2005.
- [10]. **PRIEN - Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, Universidad de Chile.** *Estudio para el Desarrollo de la Cogeneración en Chile*. Santiago : CNE, 2010.
- [11]. **Lee Lewis, H.** *Power Distribution Planning Reference Book*. Raleigh, North Carolina, USA : Marcel Dekker Inc., 2004.
- [12]. **Alcázar Martínez, María Gabriela.** *Metodología de evaluación de costos para una empresa distribuidora para distintos niveles de penetración de Generación Distribuida*. Memoria (Ingeniería Civil Electricista) : Universidad de Chile, 2009.
- [13]. **Chowdhury, S., Chowdhury, S.P. y Crosley, P.** *Microgrids and Active Distribution Networks*. Londres, Inglaterra : The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [14]. **Strbc, G., y otros.** *Integration of operation of embedded generation and distribution networks*. Manchester : MCEE, UMIST, 2002.
- [15]. **Gonzalez-Longatt, F. y Fortoul, C.** *Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification*. International Conference on Renewable Energies and Power Quality : España, 2005.
- [16]. **Aranda Borghero, Eduardo D.** *Impacto de la Generación Distribuida en la Estimación de Demanda de Energía Eléctrica*. Memoria (Ingeniería Civil Electricista) : Universidad de Chile, 2002.
- [17]. **Jenkins, N., y otros.** *Embedded Generation (libro)*. Londres : IET, 2000.
- [18]. **Gutiérrez P., Javiera.** *Incorporación de Medios de Generación No Convencionales en Sistemas Interconectados*. Memoria (Ingeniería Civil Electricista) : Universidad de Chile, 2010.
- [19]. **Punjad, P., Ault, G. W. y McDonald, J. R.** *Impacts and management arrangements for high penetration of Distributed Generation*. Viena : CIRED, 19th International Conference on Electricity Distribution, 21-24 Mayo, 2007.

- [20]. **Raipala, Ontrei.** *Real Time Simulation of Active Distribution Network*. Tampere, Finlandia : Tampere University of Technology, 2009.
- [21]. **Keane, A. y O'Malley, M.** *Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks*. IEEE Transactions on Power Systems : Vol. 20, Núm. 3, pp. 1640-1646, 2005.
- [22]. **Koutroumpzis, G.N. y Safigianni, A.S.** *Optimum allocation of the maximum possible distributed generation penetration in a distribution network*. Electric Power Systems Research : núm. 80, pp. 1421-1427, 2010. Disp. en: www.elsevier.com/locate/epsr.
- [23]. **Dublé Jainaga, Germán.** *Máxima capacidad de generación distribuida en un alimentador*. Memoria (Ingeniería Civil Eléctricista) : Universidad de Chile, 2010.
- [24]. **Wanik, M.Z.C., Erlich, I. y Mohamed, A.** *Intelligent Management of Distributed Generators Reactive Power for Loss Minimization*. La Valeta, Malta : 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 2010.
- [25]. **Wood, A. y Wollenberg, B.** *Power Generation, Operation and Control*. Toronto : John Wiley & Sons, Inc., 1984.
- [26]. **Brokering, W., Palma, R. y Vargas, L.** *Ñom Lüfke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Santiago de Chile : Pearson Educación, 2008.
- [27]. **Kennedy, J. y Eberhart, R.** *Particle Swarm Optimization*. IEEE International Conference on Neural Networks : Abril 1995, pp. 1942-1948.
- [28]. **Li, S., Tomsovic, K. y Hiyama, T.** *Load Following Functions Using Distributed Energy Resources*. Power Engineering Society Summer Meeting, pp. 1756 - 1761 vol. 3 : IEEE , 2000.
- [29]. **Gonzalez-Longatt, F., y otros.** *Metodología para la ubicación óptima de fuentes de generación distribuida usando programación lineal*. Congreso Venezolano de redes y energía eléctrica : s.n., 2007.
- [30]. **DTI Centre for Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy.** *United Kingdom Generic Distribution System (UKGDS) - Final Report*. Londres : s.n., 2005.

- [31]. **DTI Centre for Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy.** *United Kingdom Generic Distribution System (UKGDS)*. s.l. : 2005, Disponible en <http://www.sedg.ac.uk/>.
- [32]. **Danish Energy Agency.** *Energy Statistics 2006*. 2007.
- [33]. **UNEP.** Cogeneration. [aut. libro] United Nations Environment Programme. *Greenhouse Gas Emission Reduction from Industry in Asia and Pacific*. 2006.
- [34]. **AlRashidi, M. R. y El-Hawary, M. E.** *Hybrid Particle Swarm Optimization Approach for Solving the Discrete OPF Problem Considering the Valve Loading Effects*. IEEE Transactions on Power Systems : Vol. 22, No. 4, pp. 2030-2038, Noviembre de 2007.
- [35]. **Esmín, A.A.A, Lambert-Torres, G. y Zambroni de Souza, A.C.** *A Hybrid Particle Swarm Optimization Applied to Loss Power Minimization*. IEEE Transactions on Power Systems : Vol.20, No. 2, pp. 859-866, Mayo 2005.
- [36]. **Yoshida, H., y otros.** *A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage Control Considering Voltage Security Assessment*. IEEE Transactions on Power Systems : Vol. 15, No. 4, pp. 1232-1239, Noviembre de 2000.
- [37]. **Zhao, b., Guo, C.X. y Cao, Y.J.** *Improved Particle Swarm Optimization Algorithm for OPF Problems*. IEEE Power Systems Conference and Exposition : pp. 230, 10-13 Oct. de 2004 .

Anexo A

Este anexo contiene los resultados de los flujos de potencia del caso estudio 1, tanto del caso base como optimizado.

Tabla A-1: Resultados Caso Base Demanda Mínima

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.006	-4.3	-11.8		
2	1.04	3.5	1.7	0.62	0.06
3	1.041			1.49	0.15
4	1.05	6	2.91	2.87	0.29
5	1.052			1.33	0.14
6	1.058	5.7	2.76	0.34	0.04
7	1.052			1.91	0.2
8	1.054			0.97	0.1
9	1.056			0.64	0.07
10	1.057	5.4	2.62	0.84	0.09
11	1.055			6.51	0.07
12	1.047			0.4	0.04
13	1.051			0.09	0.01
14	1.058			0.48	0.05
15	1.059	2.7	1.3	0.42	0.04
TOTAL		19	-0.52	18.9	1.34
		Pérdidas	97	kW	

Anexo A

Tabla A-2: Resultados PS - MPOPF Demanda Mínima

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,005	-4,35	0,13		
2	1,056	3,50	-0,51	0,62	0,06
3	1,056			1,49	0,15
4	1,056	6,00	-0,84	2,87	0,29
5	1,057			1,33	0,14
6	1,059	5,70	0,10	0,34	0,04
7	1,055			1,91	0,20
8	1,054			0,97	0,10
9	1,053			0,64	0,07
10	1,053	5,40	0,11	0,84	0,09
11	1,051			6,51	0,07
12	1,056			0,40	0,04
13	1,057			0,09	0,01
14	1,059			0,48	0,05
15	1,060	2,70	-0,02	0,42	0,04
TOTAL		18.95	-1.03	18.9	1.34
		Pérdidas	51	kW	

Anexo A

Tabla A-3: Resultados Caso Base Demanda Media

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.006	14.81	-9.12		
2	1.032	3.5	1.7	1.25	0.13
3	1.033			2.97	0.31
4	1.037	6	2.91	5.75	0.59
5	1.038			2.65	0.27
6	1.044	5.7	2.76	0.68	0.07
7	1.034			3.83	0.4
8	1.033			1.94	0.2
9	1.033			1.28	0.13
10	1.033	5.4	2.62	1.68	0.17
11	1.029			13.02	0.13
12	1.037			0.79	0.08
13	1.04			0.17	0.02
14	1.045			0.97	0.1
15	1.046	2.7	1.3	0.83	0.08
TOTAL		38.11	2.16	37.81	2.68
		Pérdidas	307	kW	

Tabla A-4: Resultados PS-MPOPF Demanda Media

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.006	14.77	-2.15	-	-
2	1.06	3.5	2.09	1.25	0.13
3	1.06	-	-	2.97	0.31
4	1.058	6	0.54	5.75	0.59
5	1.058	-	-	2.65	0.27
6	1.06	5.7	-0.04	0.68	0.07
7	1.054	-	-	3.83	0.4
8	1.051	-	-	1.94	0.2
9	1.049	-	-	1.28	0.13
10	1.048	5.4	1.23	1.68	0.17
11	1.044	-	-	13.02	0.13
12	1.059	-	-	0.79	0.08
13	1.059	-	-	0.17	0.02
14	1.059	-	-	0.97	0.1
15	1.06	2.7	0	0.83	0.08
TOTAL		38.07	1.68	37.81	2.68
		Pérdidas	266	kW	

Anexo A

Tabla A-5: Resultados Caso Base Demanda Máxima

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.006	34.33	-3.04	-	-
2	1.018	3.5	1.7	1.87	0.19
3	1.018	-	-	4.46	0.46
4	1.016	6	2.91	8.62	0.88
5	1.017	-	-	3.98	0.41
6	1.022	5.7	2.76	1.02	0.11
7	1.008	-	-	5.74	0.59
8	1.002	-	-	2.91	0.3
9	0.999	-	-	1.92	0.2
10	0.998	5.4	2.62	2.52	0.26
11	0.991	-	-	19.53	0.2
12	1.02	-	-	1.19	0.13
13	1.023	-	-	0.26	0.03
14	1.026	-	-	1.45	0.14
15	1.027	2.7	1.3	1.25	0.13
TOTAL		57.63	8.23	56.71	4.01
		Pérdidas	926	kW	

Tabla A-6: Resultados PS-MPOPF Demanda Máxima

Barra	Tensión (p.u.)	Generación		Demanda	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.006	34.25	-1.89	-	-
2	1.06	3.5	1.98	1.87	0.19
3	1.06	-	-	4.46	0.46
4	1.057	6	3.53	8.62	0.88
5	1.057	-	-	3.98	0.41
6	1.059	5.7	0.25	1.02	0.11
7	1.05	-	-	5.74	0.59
8	1.046	-	-	2.91	0.3
9	1.043	-	-	1.92	0.2
10	1.043	5.4	3.26	2.52	0.26
11	1.036	-	-	19.53	0.2
12	1.058	-	-	1.19	0.13
13	1.058	-	-	0.26	0.03
14	1.058	-	-	1.45	0.14
15	1.059	2.7	0.32	1.25	0.13
TOTAL		57.55	7.44	56.71	4.01
		Pérdidas	841	kW	

Anexo B

A continuación se entrega un CD con las tablas correspondientes a los principales resultados obtenidos durante el desarrollo de este trabajo, así como el código MATLAB que implementa la herramienta de optimización desarrollada.

También se incluye una breve guía de uso de esta herramienta computacional, junto a algunos ejemplos utilizados durante la etapa de pruebas del mismo, además de los casos de estudio presentados en el cuerpo de este informe.

El código allí presentado es libre de ser modificado total o parcialmente, siempre que se cite a la fuente original (este trabajo) y, especialmente, a los desarrolladores del paquete MATPOWER.

