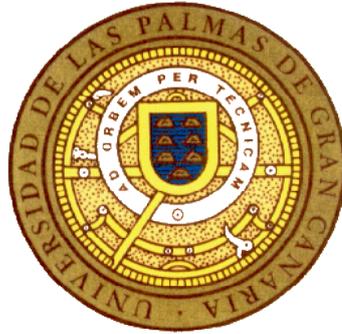


UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática



TESIS DOCTORAL

**Estrategia de conducción óptima de los sistemas
eléctricos competitivos basada en sistemas de telecontrol**

Eduardo Vega Fuentes

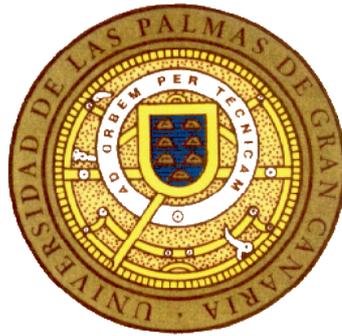
Noviembre de 2014

Las Palmas de Gran Canaria

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Programa de Doctorado: Ingeniería de Telecomunicación Avanzada



**Estrategia de conducción óptima de los sistemas
eléctricos competitivos basada en sistemas de telecontrol**

Autor

Fdo.: Eduardo Vega Fuentes

Director

Director

Fdo.: Dr. D. Aurelio Vega Martínez

Fdo.: Dr. D. Antonio Núñez Ordóñez

Las Palmas de Gran Canaria, a 28 de Noviembre de 2014

La primera regla de cualquier tecnología que se utiliza en una empresa es que la automatización aplicada a una operación eficiente magnificará la eficiencia.

La segunda es que la automatización aplicada a una operación ineficiente magnificará la ineficiencia.

Bill Gates.
Informático y empresario.

Agradecimientos

Manifiesto mi agradecimiento a todas aquellas personas que de algún modo han contribuido a hacer realidad el trabajo que aquí se presenta.

En particular, a mis directores de Tesis, Aurelio Vega Martínez y Antonio Núñez Ordóñez por su labor de dirección, sin su apoyo inestimable la elaboración de esta tesis no habría sido posible.

A los compañeros del grupo de trabajo por su empuje y ánimo durante este camino, siempre dispuestos a escuchar y dar su punto de vista.

A todos los que me han ayudado en la orientación técnica de este trabajo, en particular a Rafa, Rito, Nauzet, Jaime, Blas y Abián.

Por último y más importante, a mi familia y a mis amigos, a Néstor y a Sonia, por su paciencia, por su comprensión, por su cariño, por todo. Gracias.

Resumen

Los sistemas de distribución eléctrica han necesitado poco control en tiempo real. Las redes radiales, que son las que predominan, se diseñan para operar con unos límites de tensión y un rango de cargas conocido. El modo de operación tradicional es estático, sin reconfiguración de la red para equilibrar la carga, con un flujo de carga unidireccional pues no contempla la generación distribuida y sin gestión desde el lado de la demanda. Prácticamente está orientado a la resolución de incidencias con funciones de gestión de los puntos frontera para aislar averías y reponer el servicio a la mayor cantidad de consumidores en el menor tiempo posible. En algunos territorios, además se controla el estado de conexión de baterías de condensadores a lo largo de la red. Por otro lado, la operación de los sistemas de protección es independiente de los sistemas de control.

El escenario actual de liberalización del sector eléctrico, la segregación de actividades por la que las empresas distribuidoras deben buscar la consecución de beneficios en la propia actividad de distribución, ha impulsado la investigación y las inversiones en tecnologías de la información y la comunicación, aplicadas al desarrollo de sistemas de gestión de la distribución para controlar la calidad del suministro, aumentar la fiabilidad, mejorar la eficiencia técnica y económica y reducir el impacto ambiental. Ha provocado una revisión significativa del proceso de diseño de redes y de los procedimientos de operación.

A los titulares de las empresas de distribución se les exige maximizar el uso y la vida útil de sus activos mediante mejoras en la monitorización y en el análisis. La calidad de la energía también se ha convertido en un asunto importante por el que también se les pide cuentas. El control y la automatización de las redes están jugando un papel importante para que los titulares de las redes puedan adaptarse a la nueva situación, alcanzando sus objetivos empresariales y asegurando un retorno adecuado a sus accionistas. Esta situación ha impulsado el desarrollo de los sistemas de gestión de la distribución. Los avances de las tecnologías de la información y la comunicación que hasta ahora centraban su aplicación en la generación y en el transporte, encuentran en la distribución un campo fértil con empresas dispuestas a invertir para explotar al máximo sus posibilidades.

Esta tesis aborda el estudio de la operación de la red de distribución en la búsqueda de la mayor eficiencia, utilizando los recursos que facilitan los sistemas de telecontrol.

El documento se ha estructurado en capítulos de la siguiente forma, primero con una introducción (Capítulo 1) en la que se expone el escenario en que se encuentra el sector eléctrico tras la liberalización del mercado, se presentan los sistemas de telecontrol y se muestra cómo su evolución ha estado siempre ligada a la máxima de aplicar las últimas

tecnologías a la operación de la red eléctrica. A continuación (Capítulo 2) se presenta la estrategia de reducción de la tensión de conservación, se describen los efectos asociados y se estudian los métodos para evaluarlos. Además, se exponen las diferentes maneras de implementar la estrategia.

En el Capítulo 3 se profundiza en una de las funciones más importantes de los sistemas de gestión de la distribución, el control coordinado de la tensión y de los flujos de potencia reactiva. Se describen los elementos que la componen y los algoritmos más frecuentes. Por último, se expone el diseño de un controlador basado en inteligencia artificial para sistemas aislados y los resultados obtenidos con el mismo en una experiencia piloto realizada en una subestación en la isla de Gran Canaria.

En el Capítulo 4 se propone dar un paso más en la estrategia de control coordinado de la tensión y de los flujos de potencia reactiva hacia la distribución eficiente. En particular se plantea la optimización de la tensión aplicando el concepto de reducción de la tensión de conservación a las redes de distribución en Canarias. Se proyecta una experiencia piloto en la que se utiliza el controlador Volt/Var presentado en el capítulo anterior pero con una consigna de tensión diferente. Se define la metodología del ensayo y la forma de evaluar los efectos. Con los datos que se conocen de la red escenario del experimento, se estima el ahorro que podría obtenerse con este control integrado extrapolando los resultados obtenidos y publicados en otros sistemas eléctricos.

En el Capítulo 5 se describe la experiencia de control integrado Volt/Var llevada a cabo en una subestación en servicio en la isla de Gran Canaria. Se analizan los resultados obtenidos y se evalúa el efecto de reducir la tensión con que se opera la red de distribución, en la demanda eléctrica y en el consumo energético de las cargas conectadas. Esta evaluación se realiza mediante comparación con la misma red durante un período de tiempo con características climatológicas y de carga similares y mediante un método novedoso desarrollado en el contexto de esta tesis que combina la comparación y la regresión. Los resultados se utilizan para inferir el valor del factor CVR de la red piloto. Con los datos registrados durante 2013, se estima el ahorro en potencia y energía que sería posible alcanzar generalizando el empleo del controlador diseñado y haciéndolo trabajar con una consigna de tensión reducida.

Por último (Capítulo 6) se relacionan las conclusiones obtenidas y las líneas futuras de investigación abiertas con este trabajo.

Índice

1. Introducción	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Gestión de la red de distribución.....	4
1.3 Telecontrol aplicado a la red eléctrica	6
1.4 Sistema de gestión de la distribución.....	12
1.5 Arquitectura y estrategias de implementación de DA.....	16
1.6 Conclusiones	23
2. Reducción de la tensión de conservación	25
2.1 Antecedentes	25
2.2 Efectos de la CVR.....	29
2.3 Evaluación de los efectos de la CVR.....	30
2.3.1 Métodos de comparación	31
2.3.2 Métodos de regresión	32
2.3.3 Métodos de síntesis	34
2.3.4 Métodos de simulación.....	36
2.3.5 Efecto estacional sobre el factor CVR	39
2.4 Implementación.....	41
2.4.1 Reducción de tensión en lazo abierto	41
2.4.2 Reducción de tensión en lazo cerrado	43
2.5 Generación distribuida y CVR.....	44
2.6 Conclusiones	45
3. Control Volt/Var	47
3.1 Antecedentes	47
3.1.1 Producción y absorción de potencia reactiva	49
3.1.2 Métodos de control de tensión.....	49
3.2 Elementos de control Volt/Var en las redes de distribución en Canarias	50

3.2.1 Condensadores en paralelo	50
3.2.2 Transformadores con cambio de tomas	52
3.3 Algoritmos de control Volt/Var.....	58
3.3.1 Flujo de carga óptimo	60
3.4 VVC en las redes de distribución en Canarias	61
3.4.1 Evaluación del VVC actual	62
3.4.2 Lógica difusa aplicada al VVC.....	67
3.4.3 Comparación de resultados.....	71
3.5 Conclusiones	75
4. Control integrado Volt/Var	77
4.1 Antecedentes	77
4.2 Metodología.....	78
4.3 Estimación del ahorro.....	81
4.4 Conclusiones	93
5. Análisis de resultados	95
5.1 Antecedentes	95
5.2 Ensayo de control integrado Volt/Var	96
5.3 Evaluación de los efectos de la CVR por comparación.....	100
5.3.1 Comparación con la misma red.....	103
5.3.2 Comparación con una red similar	108
5.4 Método combinado de comparación-regresión	108
5.4.1 Evaluación de los efectos de la CVR por comparación-regresión.....	115
5.5 Beneficios del control integrado Volt/var	119
5.6 Conclusiones	124
6. Conclusiones	127
6.1 Antecedentes	127
6.2 Conclusiones	127
6.3 Líneas futuras de investigación	130
Apéndice A1. Siglas y acrónimos	133
Bibliografía	137

Índice de figuras

1. Introducción

1.1 Etapas de la regulación de frecuencia	9
1.2 Esquema del centro de control de una empresa eléctrica con integración vertical	11
1.3 Pirámide jerárquica de control típica	14
1.4 Arquitectura de los sistemas de control de la distribución.....	15
1.5 Arquitectura genérica (a) y componentes habituales en DA (b)	17
1.6 Componentes necesarios para la DA	18
1.7 Funciones del DMS.....	20

2. Reducción de la tensión de conservación

2.1 Distribución del consumo eléctrico residencial en Australia en 2007 por tipos de carga.....	27
2.2 Reducción de la punta de la demanda (I). Reducción de energía las 24h (D).	29
2.3 Potencia activa en función de la tensión aplicada de los grupos de televisores 1 a 4 (I). Consumo de energía en un período de 10 min en función de la tensión aplicada de los grupos de televisores 1 a 4 (D).....	34
2.4 Diagrama de bloques de los métodos de simulación	36
2.5 Ajuste de coeficientes ZIP para distintos receptores.....	38
2.6 Conclusiones	45

3. Control Volt/Var

3.1 Efecto de conectar una batería de condensadores en paralelo	50
3.2 Efecto sobre la potencia aparente de conectar una batería de condensadores en paralelo	51
3.3 Relación entre las potencias activa y reactiva con el F.P. manteniendo la potencia aparente constante	51
3.4 Caída de tensión en el circuito primario de la red de distribución	53

3.5	Secuencia de funcionamiento para los cambiadores de tomas de tipo bobina de inductancia con selector en carga.	54
3.6	Erosión de los contactos del preselector en un OLTC.....	55
3.7	Característica retardo-desviación de tensión del regulador.....	56
3.8	Esquema de la subestación 66/20 kV estudiada.....	62
3.9	Perfil de tensión en barra 20 kV con VVC actual	65
3.10	Registro de actuación del OLTC con VVC actual	65
3.11	Potencia reactiva en el lado MT del transformador con VVC actual	66
3.12	Factor de potencia en el transformador con VVC actual.....	66
3.13	Estructura de un controlador difuso	68
3.14	Funciones de pertenencia a los conjuntos difusos de la entrada tensión de barra	69
3.15	Funciones de pertenencia de la salida: Toma del OLTC.....	70
3.16	Perfil de tensión en barra 20 kV con VVC basado en lógica difusa.....	70
3.17	Registro de actuación del OLTC con VVC basado en lógica difusa.....	71
3.18	Potencia reactiva en el lado MT del transformador con VVC basado en lógica difusa.	72
3.19	Factor de potencia en el transformador con VVC basado en lógica difusa	72
3.20	Perfiles de tensión en barra 20 kV con VVC basado en OPF y en lógica difusa	73
3.21	Relación entre las pérdidas en la red de transporte con VVC basado en OPF y en lógica difusa	74

4. Control integrado Volt/Var

4.1	Análisis estadístico	79
4.2	Curvas de demanda de 24 h en cuatro puntos de consumo diferentes	82
4.3	Curva de demanda diversificada de cuatro puntos de consumo diferentes	83
4.4	Curva de demanda en la línea alimentadora.....	83
4.5	Evolución del factor de diversidad con el aumento del número de consumidores.....	85
4.6	Patrones de curva de demanda diaria de consumidores comerciales y domésticos	87
4.7	Curva de demanda desde el día 23 (10:00 h) hasta el 24 de enero 2014.....	90

4.8	Diagrama de barras de la demanda durante el mes de enero 2014, hasta la semana previa a la prueba piloto	90
4.9	Curva de demanda durante el mes de enero 2014, hasta la semana previa a la prueba piloto.	91
4.10	Diagrama de barras de la demanda durante el año 2013.....	91
4.11	Curva de demanda durante el año 2013	92

5. Análisis de resultados

5.1	Perfil de tensión en barra de 20 kV con control integrado Volt/Var.....	97
5.2	Registro de actuación del OLTC con control integrado Volt/Var	97
5.3	Potencia activa en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var	99
5.4	Potencia reactiva en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var	99
5.5	Perfil de tensión en barra de 66 kV el día de la prueba.....	100
5.6	Curva de demanda durante el mes de enero de 2014	101
5.7	Curva de demanda durante la segunda quincena del mes de enero de 2014	102
5.8	Comparación del perfil de tensión en barra 20 kV con control integrado Volt/Var con el registrado el día antes de la prueba	103
5.9	Comparación de la potencia activa en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var con la registrada el día antes de la prueba.....	104
5.10	Comparación del perfil de tensión en barra 20 kV con control integrado Volt/Var con el registrado una semana antes de la prueba	106
5.11	Comparación de la potencia activa en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var con la registrada una semana antes de la prueba.....	107
5.12	Comparacion de la demanda en la red piloto y en la red similar	109
5.13	Demanda relativa filtrada durante enero 2014.....	110
5.14	Patrón semanal de la relación entre la demanda en las dos redes	111
5.15	Patrón semanal corregido de la relación entre la demanda en las dos redes	111
5.16	Demanda relativa filtrada estimada la víspera del ensayo	112
5.17	Tensión en la red piloto durante el mes de enero hasta el día del ensayo	113
5.18	Tensión estimada en la red el día antes del ensayo	113
5.19	Comparación entre las demandas real y estimada en la red piloto el día antes del ensayo	114
5.20	Demanda relativa estimada el día del ensayo	116
5.21	Tensión en la red estimada el día del ensayo	116

5.22 Comparación de la potencia activa en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var con la estimada mediante el método combinado de comparación-regresión.....	117
5.23 Comparación del perfil de tensión en barra 20 kV con control integrado Volt/Var con el estimado en base a la evolución de la tensión durante el mes.....	118

Índice de tablas

1. Introducción

1.1 Beneficios de la automatización en cada nivel jerárquico de la pirámide de control	15
--	----

2. Reducción de la tensión de conservación

2.1 Resultados publicados de CVR_f de distintos tipos de consumidores.....	35
2.2 Coeficientes ZIP de cargas agregadas por tipo de consumidor. Tensión de corte 100 V.....	39
2.3 Resultados publicados de CVR_f en distintas estaciones.	40
2.4 Metodologías empleadas en estudios publicados.....	40
2.5 Técnicas implementadas en estudios publicados	44
2.6 Conclusiones	45

3. Control Volt/Var

3.1 Márgenes de tensión de la red de transporte en estado normal.....	48
3.2 Regulación del transformador	63
3.3 Tensiones de toma del transformador	64
3.4 Resumen estadístico de la regulación de tensión con los dos VVC.....	72
3.5 Relación entre las pérdidas en red de transporte con los dos VVC.....	74

4. Control integrado Volt/Var

4.1 Tensión media en barras de la subestación	81
4.2 Características de carga en 4 puntos de consumo	82
4.3 Factor de diversidad en una red considerando 1 hasta 70 consumidores.....	84
4.4 Distribución de la potencia contratada en cada centro de transformación de la red, clasificada por tipo de consumo	88
4.5 Factor CVR combinación lineal del CVR_f aportado por cada tipo de consumidor.....	89

4.6 Factor CVR combinación lineal del CVR _f aportado por cada tipo de consumidor	91
---	----

5. Análisis de resultados

5.1 Resumen estadístico de la regulación de tensión.....	98
5.2 Cálculo del factor CVR por comparación con el día 29 de enero desechando el período no efectivo	105
5.3 Cálculo del factor CVR por comparación con el día 23 de enero	106
5.4 Cálculo del factor CVR por comparación con el día 23 de enero desechando el período no efectivo	106
5.5 Resumen estimación del factor CVR por comparación con la misma red.....	107
5.6 Márgenes de error del método combinado de comparación-regresión.....	115
5.7 Cálculo del factor CVR por comparación con otra red similar	118
5.8 Cálculo del factor CVR por comparación con otra red similar desechando el período no efectivo	118
5.9 Beneficios de la CVR. Ahorros equivalentes	121
5.10 Ahorro anual equivalente al aplicar la estrategia en el 10% y 25% de la red.....	121
5.11 Ahorro anual equivalente con mayor capacidad de regulación	122
5.12 Ahorro anual equivalente reduciendo la tensión un 7%	123
5.13 Ahorro anual equivalente con control realimentado.....	123

Capítulo 1

Introducción

Índice

1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Gestión de la red de distribución	4
1.3 Telecontrol aplicado a la red eléctrica	6
1.4 Sistema de gestión de la distribución.....	12
1.5 Arquitectura y estrategias de implementación de DA	16
1.6 Conclusiones.....	23

En este capítulo se expone el escenario en que se encuentra el sector eléctrico tras la liberalización del mercado, se presentan los sistemas de telecontrol y se muestra cómo su evolución ha estado siempre ligada a la máxima de aplicar las últimas tecnologías a la operación de la red eléctrica. Por último se resalta el protagonismo emergente de los sistemas de gestión de la distribución condicionado por los mercados eléctricos competitivos.

1.1 Antecedentes

Históricamente las empresas eléctricas con independencia de su titularidad pública o privada han integrado de forma vertical las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

La integración vertical describe un estilo de propiedad y control. Las compañías integradas verticalmente están unidas por una jerarquía y comparten un mismo dueño. Los miembros de esta jerarquía desarrollan tareas diferentes que se combinan para satisfacer un objetivo común generando economías de escala y aprovechando sinergias dentro de la corporación.

La energía eléctrica posee una serie de características físicas y técnicas que tradicionalmente han servido de base para reclamar la existencia de importantes economías de integración en la industria eléctrica. Tales beneficios de la integración están relacionados con la existencia de interdependencias tecnológicas entre las distintas fases del suministro, la necesidad de la coordinación en la operación del sistema y la planificación de las inversiones, la utilización de indicadores comunes y la reducción de los costes de transacción.

Sin embargo, algunos factores como el elevado poder de mercado y el marcado carácter monopolista tienen una connotación completamente opuesta a la idea de integración para reducir costos de transacción. Así, durante los últimos 25 años la mayoría de los países desarrollados han realizado reformas en el sector eléctrico orientadas a segregar las distin-

tas actividades y a desregular las que no son monopolios naturales (un monopolio natural es un caso particular de monopolio, en el cual una empresa puede producir toda la cantidad demandada por el mercado con un coste menor que si hubiera varias empresas compitiendo. Así, en el caso de los monopolios naturales resulta eficiente que exista una única empresa, ya que de esta forma se minimiza el coste del servicio y, por consiguiente, el precio para los consumidores. El transporte y sobre todo la distribución de la energía eléctrica son ejemplos de monopolios naturales).

En concreto, la Unión Europea ha adoptado tres directivas en esta dirección: la 96/92/CE¹, 2003/54/CE² y la 2009/72/CE³. En España la transposición de estas directivas se realizó en las leyes 54/1997⁴, la 17/2007⁵ y la 13/2012⁶. El triple objetivo fue garantizar el suministro, la calidad del mismo y que este se realice al menor coste posible. Para ello se permitió la libre competencia en las actividades de generación de energía eléctrica y comercialización, y se liberalizó el transporte y la distribución generalizando el acceso de terceros a las redes, de modo que la propiedad no garantizara el uso exclusivo. La eficiencia económica derivada de la existencia de una única red se puso a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. La retribución del transporte y de la distribución continúa siendo fijada administrativamente evitándose el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red. Asimismo, para garantizar la transparencia de esta retribución, se estableció la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas en cuanto a su retribución económica.

La reforma del sector de la electricidad persigue beneficios a largo plazo para el conjunto de la sociedad en general, por medio de precios que reflejen el coste eficiente del suministro eléctrico y con una calidad de servicio que evidencie las valoraciones de los consumidores. Los beneficios vienen derivados de la existencia de competencia en los mercados mayoristas de electricidad que aportan mejores incentivos para controlar los costes de construcción y operación de la capacidad de generación nueva o existente, que promueven la innovación e incentivan a los operadores de redes a dar niveles de calidad de servicio. Los riesgos de selección de tecnologías, los costes de construcción y los errores de operación repercutirán en los proveedores y ya no en los consumidores. Se supone que la competencia en la comercialización permitirá que los consumidores puedan elegir al proveedor que ofrezca la relación calidad/precio que mejor se adapte a sus necesidades.

¹Directiva 96/92/CE del parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad.

²Directiva 2003/54/CE del parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y por la que se deroga la 96/92/CE.

³Directiva 2009/72/CE del parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y por la que se deroga la 2003/54/CE.

⁴Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

⁵Ley 17/2007 de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

⁶Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasta.

Además, se espera que las empresas comercializadoras ofrezcan una serie de servicios asociados tales como gestión del riesgo o de la demanda, aportando nuevas oportunidades de diferenciar su servicio y aproximarse a las preferencias de los consumidores.

Desde el punto de vista de los operadores de red: transportistas y distribuidores, la retribución basada en el desempeño impone restricciones presupuestarias y proporciona mejores incentivos para la reducción de costos y para la mejora de la calidad del servicio.

Sin embargo, las características estructurales de la industria eléctrica española junto con deficiencias del propio diseño regulatorio han frustrado en gran medida las expectativas generadas al inicio del proceso, provocando el convencimiento de que la liberalización no está dando los frutos esperados. Estos elementos vendrían, en su mayoría, derivados de la decisión contradictoria del Gobierno de impulsar la concentración del sector al tiempo que introducía un régimen de competencia y liberalización del mismo, en clara contraposición con el espíritu de las reformas que pretende instaurar la Comisión Europea.

La literatura aparecida a lo largo de la vigencia de la Ley del Sector Eléctrico [Aroceña et al., 2011] coincide en señalar los siguientes aspectos como los principales impedimentos a la liberalización efectiva, persistiendo muchos de ellos actualmente:

- La incertidumbre regulatoria insertada en el sistema, que puede haber repercutido en las inversiones y frenado la entrada de capital.
- El elevado grado de concentración, tanto en la generación como en la distribución, que unido a la escasa apertura externa, hacen al sector poco proclive a la competencia.
- La integración vertical de las empresas, que reduce los incentivos a fijar precios alineados con los costes, crea subsidios cruzados entre las actividades reguladas y no reguladas e introduce asimetrías informativas en el mercado minorista.
- Las elevadas barreras a la entrada en generación erigidas por los retrasos en las autorizaciones de nuevas plantas y por las ventajas de las empresas ya establecidas, resultado de su acceso a activos estratégicos, sus alianzas con las empresas propietarias de las materias primas y de la protección otorgada por la regulación contra los avatares del mercado mayorista.
- La falta de contestabilidad de los mercados, debida a las ventajas ostentadas por los operadores ya establecidos al contar con un parque generador más diversificado y tener sus inversiones amortizadas o garantizada su amortización.
- La introducción de mecanismos desvirtuadores del funcionamiento del mercado mayorista, especialmente los denominados “costes de transición a la competencia”.
- La determinación de las tarifas sin vinculación con la evolución de los costes, que impide el desarrollo de la comercialización competitiva.
- La ausencia de un regulador fuerte e independiente.

1.2 Gestión de la red de distribución

La distribución tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

Los distribuidores son los gestores de las redes de distribución que operan. Como gestores de las redes son responsables de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad.

Todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución y deberán ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, la cual responderá de la seguridad y calidad del suministro. Dicha infraestructura quedará abierta al uso de terceros.

Entre las obligaciones de las empresas distribuidoras definidas en el artículo 41 de la Ley del Sector Eléctrico ya referida anteriormente, destaca el apartado j) “Procurar un uso racional de la energía”. Esta obligación está íntimamente relacionada con la distribución eficiente. Se tratará con detalle en esta tesis, siempre vinculada a la obligación k) del mismo artículo de la Ley “Asegurar el nivel de calidad del servicio que, de acuerdo con los criterios de diferenciación por áreas y tipología del consumo a que se refiere el siguiente capítulo, se establezca reglamentariamente”.

La retribución de la actividad de distribución se establece administrativamente atendiendo a criterios de costes de inversión, operación y mantenimiento y de gestión de las instalaciones y de las redes para asegurar el suministro de energía en las condiciones de calidad fijadas reglamentariamente. Se incentiva la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica y la calidad del suministro eléctrico. Dadas las características de la distribución y la complejidad de sus activos (número y tipología), la retribución sigue un esquema diferente al del transporte, de forma que no se valora individualmente cada uno de los elementos que componen la red de distribución.

La retribución anual de la actividad de distribución a partir del año 2014 está regulada por lo dispuesto en el Real Decreto-ley 9/2013⁷ y se determina mediante la expresión

$$R_n^i = RI_{n-2}^i + ROM \& OCD_{n-2}^i + Q_{n-2}^i + P_{n-2}^i \quad (1.1)$$

donde **RI** es la retribución por la inversión, **ROM&OCD** es la retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución, **Q** es el incentivo o penalización a la calidad del servicio y **P** es el incentivo o penalización por la reducción de pérdidas. Los índices **i**, **n** se refieren a la empresa distribuidora **i** en el año **n**.

⁷Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Se vincula la retribución por inversión de las instalaciones a los activos en servicio no amortizados, tomando como base, para su retribución financiera, el valor neto de los mismos. El devengo y el cobro de la retribución generada por las instalaciones se inicia desde el 1 de enero del año $n+2$, siendo n el año de puesta en servicio de la instalación. Además, en el cálculo de la retribución por inversión hay un factor asociado a la eficiencia de las inversiones de cada empresa distribuidora y un coeficiente que refleja el volumen de instalaciones puestas en servicio, financiadas y cedidas por terceros.

Para el cálculo de la retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora se tiene en cuenta qué parte de las inversiones realizadas se destinan a renovación. Así se internaliza el factor de eficiencia de la operación y mantenimiento señalado.

Resumiendo, en la metodología de retribución de la distribución se consideran los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. El objetivo es que los ingresos medios de las empresas distribuidoras se aproximen a su coste eficiente (ligeramente superiores, se reconoce un beneficio razonable por la realización de sus funciones conforme a la jurisprudencia comunitaria). Se afirma que este régimen económico permitirá una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, puesto que las actividades de red no están expuestas directamente a los riesgos propios del mercado de producción y porque, con independencia de la situación de la demanda, los regímenes retributivos otorgan para las instalaciones en servicio una retribución durante la vida útil regulatoria de ésta, siempre que la misma se mantenga operativa. En aplicación de este último principio se establece una tasa de retribución de los activos ligada a las Obligaciones del Estado más un diferencial.

En la expresión 1.1 destaca la presencia de incentivos para la mejora de la calidad y la reducción de pérdidas, regulados por las Órdenes ITC/3801/2008, de 26 de diciembre y a la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre respectivamente.

Hasta ahora, los sistemas de distribución eléctrica habían necesitado poco control en tiempo real. Las redes radiales, que son las que predominan, se diseñan para operar con unos límites de tensión y un rango de cargas conocido. La operación tradicional de la red es estática, sin reconfiguración de la red para equilibrar la carga, con un flujo de carga unidireccional pues no existía generación distribuida y sin gestión desde el lado de la demanda. Prácticamente estaba orientada a la resolución de incidencias con funciones de gestión de los puntos frontera para aislar averías y reponer el servicio a la mayor cantidad de consumidores en el menor tiempo posible. Y en el caso de algunos territorios, control del estado de conexión de baterías de condensadores a lo largo de la red. Además, la operación de los sistemas de protección era independiente de los sistemas de control.

Este nuevo escenario, con actividades separadas, en el que empresas distribuidoras de carácter público sin ánimo de lucro han pasado a ser empresas privadas orientadas a la consecución de beneficios en la propia actividad de distribución, ha impulsado la investigación y las inversiones en tecnologías de la información y la comunicación, aplicadas al

desarrollo de sistemas de gestión de la distribución (DMS⁸) para controlar la calidad del suministro, aumentar la fiabilidad, mejorar la eficiencia técnica y económica y reducir el impacto ambiental.

1.3 Telecontrol aplicado a la red eléctrica

El telecontrol es la regulación a distancia del funcionamiento de un sistema. Los sistemas de telecontrol se diseñaron para cubrir las necesidades de un sistema de control de procesos distribuidos sobre áreas geográficas extensas.

Las primeras patentes de sistemas de control remotos y de sistemas de señalización remotos datan de la última década del siglo XIX. Estos sistemas estaban destinados a realizar bien el control remoto o bien la señalización a distancia pero no las dos tareas al mismo tiempo.

Durante las décadas de los años 20 y 30 del siglo XX varios sistemas comerciales evolucionaron empleando conceptos de seguridad del tipo “comprobar antes de operar” (*check-before-operate*) en los que el operador espera un reconocimiento por parte del dispositivo antes de confirmar la actuación, e incorporando la capacidad de transmitir estados en múltiples puntos. Estos sistemas tenían lógica electromecánica realizada con conmutadores de avance paso a paso basados en la tecnología desarrollada por los sistemas de telefonía de la época. Recibieron la denominación de Sistemas de Control Supervisor (*supervisory control*) definidos como sistemas para el control y la supervisión por parte de un operador de aparatos localizados a distancia, usando técnicas de multiplexación sobre un número de canales interconectados relativamente pequeño. Un ejemplo fue Visicode, desarrollado por Westinghouse y North Electric Company, como sistema de control supervisor de aparatos y cuadro de mandos para aparatos eléctricos.

En 1954 se introduce el primer sistema de control automático en redes eléctricas, y a partir de la década de los 60 aparecen los primeros sistemas SCADA⁹ gracias a la realización de estaciones maestras basadas en ordenadores. La complejidad requerida para realizar una estación maestra con lógica cableada era muy grande y las ventajas del uso del ordenador fueron notorias. PRODAC de Westinghouse y GETAC de General Electric son ejemplos de los primeros ordenadores capaces de realizar funciones de tiempo real. Se incluyeron funciones de escaneado de datos, monitorización y registro de datos y estados y generación de alarmas ante cambios. Inicialmente los datos se mostraban en sistemas digitales de visualización para más adelante presentar toda la información a los operadores en monitores.

El 9 de noviembre de 1965 se produjo en el nordeste de Estados Unidos lo que ha pasado a conocerse en la historia como “El Gran Apagón de 1965 en Nueva York”. El suministro eléctrico falló dejando sin luz a ocho estados de la costa este (Connecticut, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, Vermont, New York y New Jersey en EEUU y parte de Ontario en Canadá). La interrupción duró casi 12 horas desde las 17:16h. Se vie-

⁸DMS siglas de *Distribution Management System*

⁹SCADA acrónimo de *Supervisory Control And Data Acquisition*

ron afectadas más de 30 millones de personas (una quinta parte de la población del país) y una superficie de 207.000 km².

El origen se encontró en un colapso de la red de interconexión de sistemas eléctricos que unía Canadá y la costa nordeste de EEUU. Un ajuste incorrecto en un relé de protección por sobrecarga en una línea de transporte conectada a la central eléctrica Sir Adam Beck en Ontario provocó que la protección actuase ante un valor muy por debajo de la capacidad de la línea que conectaba con South Ontario. Instantáneamente, la potencia se transfirió a las otras líneas que salían de la central y que ya se encontraban cerca de su límite de capacidad. La actuación de las protecciones en estas líneas aisló completamente la central Beck de South Ontario, por lo que el exceso de potencia se dirigió hacia el este a través del sistema de interconexión, sobrecargando las líneas y aislando la potencia generada en la región de Niágara del resto de la red interconectada. En cuestión de cinco minutos el sistema de distribución de potencia en el nordeste fue un caos a medida que las sobrecargas y las pérdidas de potencia generada se transmitieron en cascada por la red, generando desconexiones y creando sistemas aislados. Así, estación tras estación se fue experimentando el mismo proceso de desequilibrios de carga y desconexiones automáticas.

El fallo eléctrico en cascada se produjo porque las redes de transmisión en el nordeste y las conexiones hacia el sur y el oeste eran demasiado débiles para soportar un aumento de potencia masivo. La red no estaba diseñada para ello, así que ante el impacto se volvió inestable y dejó de funcionar como un todo integrado. Los lazos de transporte se abrieron, aislando el noreste del resto del país y subdividiendo el noreste en varios sistemas aislados en los que la carga superaba por mucho a la potencia generada de modo que no se podía restaurar el equilibrio. Las empresas distribuidoras en estas áreas carecían de sistemas automáticos de deslastre de cargas. Los centros de control del Noreste fueron incapaces de intercambiar información a tiempo para realizar acciones de emergencia. Como consecuencia la generación eléctrica cesó. Dado que las distribuidoras carecían de recursos y procedimientos para el restablecimiento, este se demoró. En algunos lugares de la ciudad de New York la demora duró 13 horas.

Como consecuencia del apagón, el Gobierno de EEUU solicitó medidas para prevenir que algo así pudiera volver a suceder. Se conformaron diversas comisiones y grupos de trabajo para establecer estándares, compartir información y mejorar la coordinación entre proveedores de electricidad. La Comisión Federal de la Energía concluyó que la falta de monitorización de la tensión y la corriente eléctrica fue un factor que contribuyó al Gran Apagón y recomendó mejoras al respecto. “Las empresas eléctricas deben intensificar la búsqueda de todas las oportunidades para expandir el uso efectivo de los ordenadores en el diseño y operación de los sistemas de potencia... Los centros de control deberían estar equipados con medios para evaluar rápidamente los límites de estabilidad y seguridad de los elementos del sistema mediante sistemas digitales” [US FPC, 1967].

El centro de control resultante, logró un salto cualitativo en términos de inteligencia y capacidades de las aplicaciones informáticas. Los requerimientos para los sistemas y dispositivos de adquisición de datos, las comunicaciones asociadas y la potencia de cálculo en el centro de control se estiraron hasta los límites que los ordenadores y las tecnologías de telecomunicación podían ofrecer en ese momento. Se desarrollaron dispositivos con dise-

ños específicos y sistemas propietarios para satisfacer las necesidades informáticas de los sistemas de potencia.

Las prestaciones de los centros de control dieron otro salto cualitativo en los años 70 con la introducción del concepto de seguridad del sistema, aplicado tanto a la generación como al transporte [Wu, 1988]. La seguridad de un sistema eléctrico de potencia se define por su capacidad para soportar perturbaciones y contingencias tales como interrupciones o cortes en la generación o en las líneas de transporte. Como el término “seguridad” se emplea de forma habitual en relación con el intrusismo y el control de accesos, para evitar confusiones, hoy en día es más común el empleo del término “fiabilidad”.

Los sistemas de control de seguridad son responsables de la monitorización, análisis y coordinación en tiempo real entre los sistemas de generación y los de transporte. Comienza procesando la telemetría obtenida en tiempo real por el sistema SCADA mediante un estimador de estado para filtrar errores de medida y de comunicaciones. A continuación, la salida del estimador de estado va al sistema de análisis de contingencias donde se responden preguntas del tipo “¿Qué pasaría si...?”. Las contingencias son perturbaciones que se pueden dar en el sistema, tales como que falle un generador, que caiga una línea de transporte, etc. Estos cálculos se realizan usando un modelo de estado estacionario del sistema de potencia, como es el flujo de carga.

Las primeras aplicaciones de los sistemas de telecontrol en la red eléctrica se orientaron a la generación. La naturaleza de los sistemas eléctricos de potencia requiere un equilibrio constante entre la generación y una demanda permanentemente variable. Para ello, la energía debe producirse en el momento en que es demandada por los consumidores. Se desarrollaron sistemas de despacho económico (ED¹⁰), determinación a corto plazo de las unidades de generación necesarias para producir la energía al menor coste posible para alimentar a los consumidores de forma fiable. La variación de la carga en el sistema afecta a la frecuencia, si en un momento dado la generación supera a la demanda, las máquinas tenderán a aumentar su velocidad y lo mismo hará la frecuencia, sin embargo esta se debe mantener dentro de unos límites para garantizar la estabilidad operativa en la red. La variación de frecuencia es por tanto la señal para actuar sobre los grupos de generación y ajustar su producción a las necesidades de la demanda. En condiciones normales, la variación de frecuencia es prácticamente nula para los usuarios y siempre debe estar dentro de un estrecho margen para evitar el colapso del sistema. Lo anterior significa que en el sistema deben existir en todo momento reservas de potencia, a subir y bajar, que permitan el ajuste instantáneo entre las necesidades de los usuarios y la energía generada.

En sistemas interconectados la manera óptima de conseguir un correcto funcionamiento de estos se logra a través de la implementación de aplicaciones informáticas que busquen un óptimo económico, incorporando el control automático y factores como los flujos de potencia a través de las líneas. Se trata de las aplicaciones de regulación frecuencia-potencia (LFC¹¹, también conocidas como control carga-frecuencia). Su misión es mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal ante las variaciones normales de la carga o ante variaciones anormales como la desconexión imprevista de un generador o una gran

¹⁰ED, siglas de *Economic Dispatch*

¹¹LFC, siglas de *Load-Frequency Control*

carga. Para ello moviliza las reservas disponibles en el sistema, restableciendo la capacidad primaria de regulación de la frecuencia, haciendo que la frecuencia retorne a su valor nominal y minimizando los flujos de potencia no programados con redes vecinas.

Los mecanismos de regulación pueden estar asociados a un único generador, a una central o a sistemas interconectados. A mayor nivel de redes más complejos y sofisticados serán estos mecanismos.

La regulación frecuencia-potencia está organizada en tres lazos diferentes que actúan en escalas de tiempo distintas:

- **Regulación Primaria:** Es un control automático y local. Es el primer lazo en actuar cuando se produce una variación de la frecuencia, consecuencia de una variación de la generación o de la carga. Se realiza por medio de los reguladores de carga-velocidad de los generadores. El objetivo de este lazo de regulación es conseguir la igualdad generación-demanda minimizando el desvío de frecuencia tras una perturbación. Dicha igualdad se recupera gracias a la existencia de una reserva primaria (a subir y a bajar), movilizada por el sistema de regulación. El tiempo de actuación es de segundos.
- **Regulación Secundaria:** Es un control automático y zonal que realiza el LFC. Corrige el error en la frecuencia que queda tras la actuación de la regulación primaria. Controla la potencia que fluye por las líneas y modifica convenientemente la generación total de cada sistema para lograr un correcto ajuste. Este ajuste se realiza más lento que el caso primario. El tiempo de actuación es de 5 a 15 minutos.
- **Regulación Terciaria:** Se trata de un control manual y zonal, proporcionado por el Operador del Sistema, que trata de reponer las acciones del control secundario llevando al sistema a un punto de explotación de mínimo coste. El tiempo de actuación de este control se sitúa a partir de los 15 minutos.

La figura 1.1 muestra gráficamente las distintas etapas de la regulación de frecuencia.

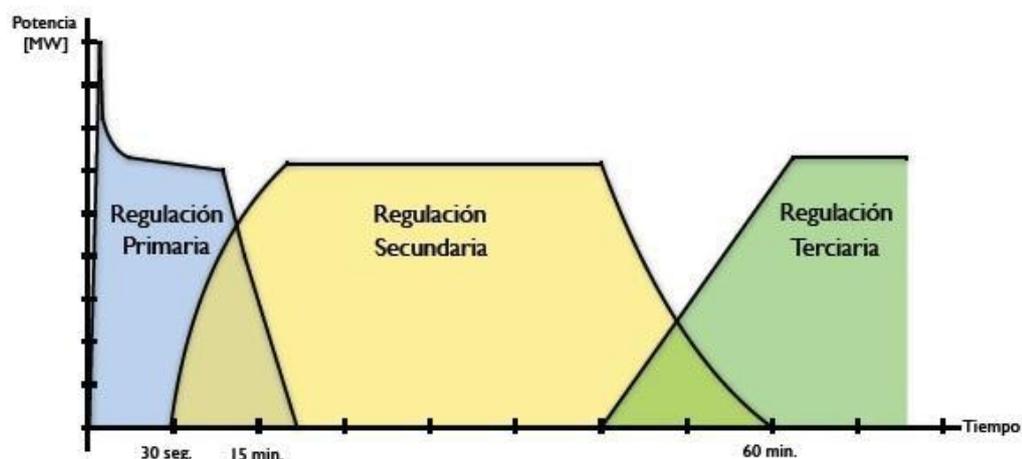


Figura 1.1: Etapas de la regulación de frecuencia.

Fuente: [Marmolejos, 2013]

Los sistemas ED y LFC se engloban dentro del control automático de la generación (AGC¹²). Esta es una de las primeras aplicaciones que se desarrolló en los centros de control de los sistemas eléctricos asociadas al SCADA.

El ordenamiento del mercado eléctrico español establece un marco específico para las actividades de control de frecuencia-potencia, incluyéndolas dentro del concepto de servicios complementarios. Cada uno de los tres niveles de regulación queda establecido como sigue:

- Servicio complementario de regulación primaria. Es de carácter obligatorio y no retribuido. Por su carácter obligatorio, todas las unidades de producción deben cumplir con el mismo o contratar con otras unidades de producción su cumplimiento. A este respecto, la regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador de manera que puedan variar su carga en un porcentaje de la potencia nominal y a una velocidad de respuesta ante diferentes desviaciones de frecuencia definidos anualmente por el Operador del Sistema.
- Servicio complementario de regulación secundaria. Es de carácter potestativo y retribuido por mecanismos de mercado. El sistema se encuentra dividido en zonas de regulación, constituidas en general por agrupación de generadores pertenecientes a la misma empresa de generación. El AGC maestro del Operador del Sistema envía señales a estas zonas, y son los AGCs de zona los que reparten esa señal entre unidades de generación. Para ofertar este servicio complementario, las unidades de generación deben acreditar capacidad técnica y operativa para prestar este servicio en las condiciones requeridas.

La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria es determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación, en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos generadores acoplados. Además se tiene en cuenta la magnitud de los escalones horarios de potencia inherentes a la programación de las unidades de producción.

- Servicio complementario de regulación terciaria. Es de carácter potestativo y retribuido por mecanismos de mercado. Para su asignación, antes de las 24 horas de cada día los agentes deben mandar sus ofertas horarias de cambio máximo de nivel de producción (o consumo en el caso de las unidades de bombeo) en 15 minutos. Estas ofertas son modificadas de forma continua por los agentes en función de los cambios de programa que tengan las diferentes unidades de producción por procesos posteriores al programa horario final.

La energía de regulación terciaria utilizada se valora al mayor de los precios de las unidades de producción que haya sido utilizada para prestar el servicio en el periodo horario considerado, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar. El coste del servicio se reparte horariamente entre los desvíos producidos de forma proporcional a los módulos de estos.

¹²AGC, siglas de *Automatic Generation Control*

En cuanto a las aplicaciones asociadas al sistema de telecontrol, más adelante se desarrollaron algoritmos para el control preventivo y para el ED condicionado por las restricciones debidas a las características de la red de transporte y por los sistemas de generación existente y por la seguridad que permitieran obtener soluciones eficientes para los problemas de programación no lineal de grandes sistemas, conocidos como flujo de carga óptimo (OPF¹³).

Por otra parte, debido a la variación diaria y semanal de la demanda, es necesario programar los arranques y paradas de los distintos sistemas generadores para asegurar que siempre se dispone de la adecuada capacidad de generación en línea al mínimo coste total. Esto es, cobertura de la demanda de electricidad al menor coste posible. La rutina de optimización que realiza este plan se denomina programación horaria (UC¹⁴).

Así, los centros de control que además del sistema SCADA están equipados con aplicaciones para la estimación de estados, control automático de la generación y otros análisis de red como el flujo de carga óptimo, la predicción de cargas o la gestión de transacciones de intercambio con otras redes interconectadas, se denominaron sistemas de gestión de la energía (EMS¹⁵) [Wu et al., 2005]. En la figura 1.2 se muestra el diagrama del centro de control típico de una empresa eléctrica con integración vertical. Se observa que parte del SCADA forma parte del EMS, y que en el centro de control además del EMS puede haber otro tipo de aplicaciones más propias de la distribución eléctrica como son las de gestión de interrupciones y de la reposición, análisis de contingencias, gestión de cuadrillas de mantenimiento, telemedida, control de la tensión y de los flujos de potencia reactiva, etc.

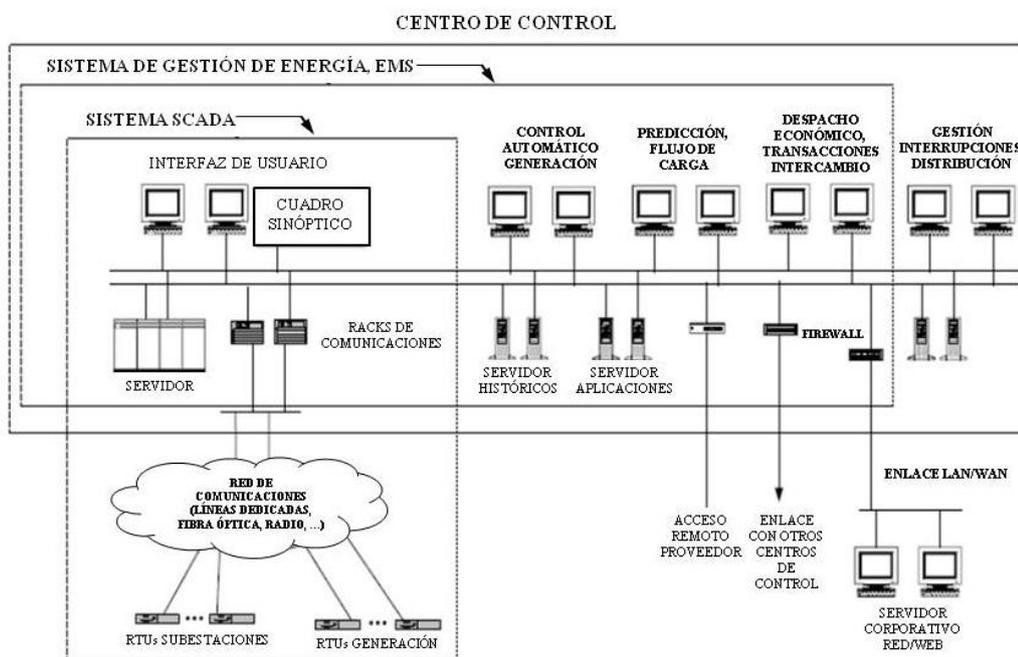


Figura 1.2: Esquema del centro de control de una empresa eléctrica con integración vertical.

Fuente: [Barnes et al., 2004]

¹³OPF, siglas de *Optimal Power Flow*

¹⁴UC siglas de *Unit Commitment*

¹⁵EMS, siglas de *Energy Management System*

El nuevo escenario del sector eléctrico tras la liberalización ha provocado una revisión significativa del proceso de diseño de redes y de los procedimientos de operación.

La segregación del sector eléctrico en agentes de generación, transporte, distribución y comercialización ha diferenciado los objetivos de las nuevas organizaciones resultantes. En particular, a los titulares de las empresas de distribución se les exige maximizar el uso y la vida útil de sus activos mediante mejoras en la monitorización y en el análisis. La calidad de la energía también se ha convertido en un asunto importante por el que también se les pide cuentas. El control y la automatización de las redes está jugando un papel importante para que los titulares de las redes puedan adaptarse a la nueva situación, alcanzando sus objetivos empresariales y asegurando un retorno adecuado a sus accionistas.

Esto ha llevado a las empresas distribuidoras a diferenciar sus centros de control con aplicaciones y algoritmos propios del negocio de la distribución. Así surgieron los sistemas de gestión de la distribución.

1.4 Sistema de gestión de la distribución

Los objetivos del DMS se focalizan en el centro de control, donde procura la mejor operación posible de la red. Coordina todas las funciones de tiempo real aguas abajo dentro del alcance de la distribución con la información “no de tiempo real” (dispositivos operados de forma manual) necesaria para controlar y gestionar adecuadamente la red.

Las claves de un DMS son la organización de la base de datos del modelo de red de distribución, el acceso a toda la infraestructura de información y comunicaciones que la soporta y las aplicaciones necesarias para poblar el modelo y dar soporte a las tareas diarias de la operación. Es fundamental la existencia de una interfaz hombre-máquina (HMI¹⁶) común y una estructura de comandos optimizada para que el operador pueda desarrollar sus funciones de forma intuitiva y eficiente.

Como subsistema del DMS se encuentra el sistema de automatización de la distribución (DA¹⁷) que incluye todos los dispositivos telecontrolados tanto a nivel de subestación como de líneas alimentadoras (interruptores, reenganchadores, seccionadores, etc.), la automatización local y distribuida y las infraestructuras de comunicaciones. En definitiva, cubre todos los aspectos de tiempo real de los procesos de control aguas abajo de la red.

La DA cubre un rango amplio de implementaciones, desde el simple control remoto modernizado, o la aplicación de dispositivos inteligentes con alto grado de integración hasta la configuración de sistemas completos. La definición que adopta la industria eléctrica para la DA es: “Conjunto de tecnologías que permiten que la empresa eléctrica monitoree, coordine y opere los componentes de la red de distribución en tiempo real desde localizaciones remotas” [Northcote-Green y Wilson, 2007]. La definición no menciona ninguna función automática, estas se infieren de la palabra “coordine”. Todos los dispositivos de protección deben estar coordinados para desarrollar automáticamente la función de protección de forma satisfactoria, es decir, para discriminar correctamente el aislamiento del defecto. Aislar el defecto solo es una porción de las funciones posibles de la DA, la operación

¹⁶HMI siglas de *Human-Machine interface*

¹⁷DA siglas de *DistributionAutomation*

de la red mejorará si una vez aislado el defecto, se reenergiza la mayor cantidad posible de red “sana”. El término “tiempo real” sugiere que el sistema de automatización actuará dentro de la ventana temporal de 2 segundos, típica de los sistemas SCADA. Este es un tiempo muy ambicioso para muchas partes de la red de distribución donde los retardos de las comunicaciones son significativos. Tampoco es necesario ni económicamente eficiente que siempre sea así, hay funciones del DA cuyo tiempo de respuesta puede ser a demanda o a intervalos.

La afirmación en la definición de DA que la diferencia de los sistemas de protección tradicionales es la posibilidad de operar a distancia dispositivos relevantes de la red. Esta función requiere la integración de toda una infraestructura de comunicaciones dentro de la arquitectura del DA. Esta es la clave crítica que permite incrementar la disponibilidad de información y control para obtener la capacidad de decisión requerida para una operación inteligente de la red. Eso sí, la implementación y la integración económicamente eficiente de las infraestructuras de comunicación entre el dispositivo controlado y el centro de control debe planearse de forma cuidadosa.

La DA también soporta las aplicaciones del centro de control que facilitan la operación y el proceso de toma de decisiones de todos los elementos de la red de distribución, ya sean telecontrolados u operados de forma manual. Aplicaciones propias del DMS.

En cualquier red de distribución, la mayoría de sus activos son no telecontrolados. La gestión adecuada de estos activos es vital para el negocio y requiere de las funcionalidades incluidas en el DMS. Estas aplicaciones se sustentan también en otros sistemas de información corporativos tales como los sistemas de información a los clientes (CIS¹⁸) y los sistemas de información geográficos (GIS¹⁹) que residen en una capa superior del sistema de control.

Independientemente de cómo se aplica la DA, existen tres perspectivas para ver la automatización:

- Automatización local, operación de los interruptores por protección o control de forma local.
- Telecontrol (SCADA), actuación remota de los interruptores iniciada de forma manual, con monitorización del estado, indicaciones, alarmas y medidas.
- Automatización centralizada, actuación automática de los interruptores por control remoto por decisión centralizada para aislamiento de defectos, reconfiguración de la red y restauración del servicio.

Cualquier implementación de la DA incluirá al menos dos de estas funciones ya que las comunicaciones deben estar presentes. Ejemplos como los sistemas de reenganche automático asociados a interruptores no pueden considerarse como sistemas de DA si carecen de comunicación con el centro de control. De hecho, para la gestión de la operación es importante tener conocimiento de su actuación.

¹⁸CIS siglas de *Customer Information System*

¹⁹GIS siglas de *Geographical Information System*

La implementación de la DA genera beneficios en muchas áreas, que van desde el aumento de fiabilidad, y el alcance de mayor eficiencia de la operación, hasta la extensión de la vida útil de los activos. La aceptación de la DA en la industria eléctrica no es universal, debido a que históricamente la relación coste-beneficio ha sido limitada. Persistía la percepción tradicional de que no era preciso mejorar la eficiencia de la red de distribución y que la inversión no merecía la pena, sin embargo con la liberalización del sector estas ideas están cambiando.

Dónde primero se implementa la automatización es en la cima de la pirámide jerárquica de control, donde la integración de multifunciones genera eficiencia y beneficios a todo el negocio. La figura 1.3 representa los distintos niveles de esta pirámide. Las implementaciones aguas abajo requieren mayores justificaciones, suelen ser específicas de la localización y se suelen orientar hacia objetivos que generen retornos evidentes. Los beneficios que se han demostrado en la automatización de subestaciones (SA²⁰), han favorecido la extensión de la automatización fuera de la subestación, en dispositivos a lo largo de las líneas alimentadoras (FA²¹) y alcanzando a los contadores de los clientes.



Figura 1.3: Pirámide jerárquica de control típica.

Fuente: [Northcote-Green y Wilson, 2007]

En la Tabla 1.1 se resumen los beneficios de la automatización en cada uno de los niveles jerárquicos de la pirámide de control y en la figura 1.4 se muestra la arquitectura de los sistemas de control de la distribución.

Reducción costes O&M. La automatización reduce los costes de operación en todos los niveles de la empresa eléctrica, ya sea porque se mejora la gestión de la información a nivel de empresa o por el desarrollo de planes de operación con un DMS en la capa de red. A nivel de subestación y distribución, la localización temprana de defectos reduce substancialmente los tiempos de respuesta, las cuadrillas de mantenimiento pueden enviarse directamente a la zona afecta de la red. Se eliminan las prácticas tradicionales para la localización del defecto de operación en campo de los in-

²⁰SA siglas de *Substation Automation*

²¹FA siglas de *Feeder Automation*

terruptores en la línea afectada hasta dar con el tramo afectado. La automatización puede usarse para reducir pérdidas reconfigurando la red dependiendo de las características de la carga en cada momento. La monitorización del estado de los elementos de la red junto con sistemas de gestión de activos permite implementar prácticas de mantenimiento preventivo basadas en las condiciones y en la fiabilidad. Los cortes por mantenimiento podrán planificarse adecuadamente para reducir el impacto sobre los consumidores.

Nivel jerárquico	Reducción costes O&M	Diferir proyectos refuerzo	Fiabilidad mejorada	Nuevos servicios a clientes	Calidad electricidad	Mejor información ingeniería y planificación
Empresa eléctrica	√			√		√
Red	√	√	√		√	√
Subestación	√	√	√		√	√
Distribución	√	√	√		√	√
Clientes	√	√	√	√	√	√

Tabla 1.1 Beneficios de la automatización en cada nivel jerárquico de la pirámide de control.

Fuente: [Northcote-Green y Wilson, 2007]

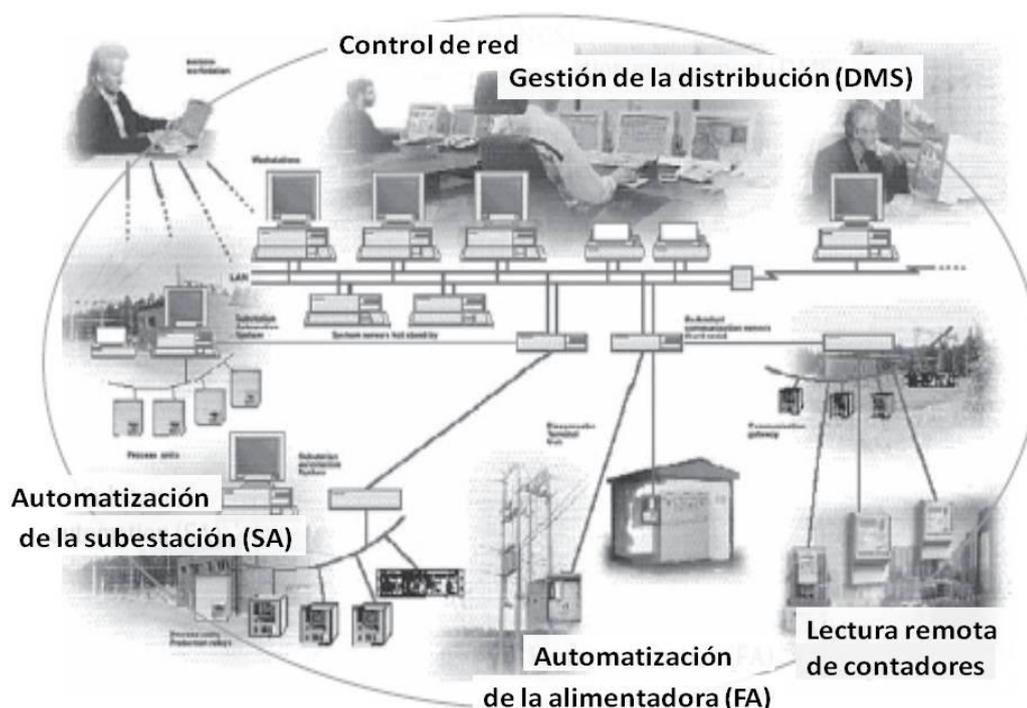


Figura 1.4: Arquitectura de los sistemas de control de la distribución.

Fuente: [Northcote-Green y Wilson, 2007]

Diferir proyectos de refuerzo. Disponer de más información operativa de las redes, permite que estas se operen en márgenes más estrechos, liberando capacidad que en otro caso se reservaría para casos de contingencias. Los análisis de carga en tiempo real permiten optimizar la vida útil de los componentes. La automatización de los puntos frontera entre subestaciones en algunos casos

puede paliar los déficits de capacidad de transformación en las subestaciones, pues se pueden realizar transferencias de carga a corto plazo a subestaciones adyacentes.

Fiabilidad mejorada. Aunque la fiabilidad es una cuestión asociada a la calidad de la electricidad, es habitual su trato diferenciado pues las estadísticas de interrupciones son un criterio importante para las operaciones en distribución. El empleo de reenganchadores e interruptores telecontrolados junto con los indicadores de paso de defecto, combinados con un sistema de gestión en el centro de control, mejoran considerablemente la gestión de interrupciones reduciendo considerablemente tanto la frecuencia como la duración de las mismas. Las reclamaciones de los consumidores y la presión regulatoria ya sea indirecta o a través de índices de desempeño o multas para mejorar la fiabilidad, están provocando que se revisen las prácticas operativas y de diseño.

Nuevos servicios a clientes. La automatización a nivel de cliente vía lectura remota de contadores permite ofrecer tarifas más flexibles y que el consumidor pueda ser más selectivo y posea mayor control sobre su consumo. Este nivel de control debe coordinarse con el CIS en la capa superior para ser un sistema de negocio efectivo. La automatización a estos niveles será un prerrequisito para poder gestionar adecuadamente la generación distribuida.

Calidad de la electricidad. Además de la fiabilidad que se mide por las interrupciones, la calidad de la electricidad incluye regulación de tensión, desequilibrios, huecos, picos y contenido en armónicos. Estas características están recibiendo mayor atención con el aumento de penetración de las cargas electrónicas. La automatización de las redes de distribución incluye cada vez más sistemas oscilográficos en los dispositivos inteligentes, posibilitando una monitorización real de la calidad. La automatización también habilita el control dinámico de la regulación de tensión a través del telecontrol de baterías de condensadores y reguladores de tensión.

Mejor información para ingeniería y planificación. El aumento de información disponible en tiempo real mejora la visibilidad para la planificación y operación de la red. La optimización de la infraestructura de comunicaciones es un aspecto importante en la implementación de la automatización para facilitar los datos necesarios a la aplicación apropiada. Estos datos son fundamentales para planificar mejor y gestionar los activos desde el punto de vista de la actividad de negocio, reduciendo las necesidades de inversión.

1.5 Arquitectura y estrategias de implementación de DA

La arquitectura básica para la automatización de la distribución comprende tres componentes principales: el dispositivo a operar (normalmente un interruptor inteligente, equipado con un sistema de control), el sistema de comunicación y una pasarela (*gateway*). Esta configuración es aplicable tanto a la SA como a la FA. La figura 1.5 muestra la arquitectura y los componentes habituales en DA. En las aplicaciones de automatización en subestaciones, la pasarela es la unidad de control de la subestación (UCS²²) que captura y gestiona todos los datos de protecciones y actuadores en cada posición. Sustituye a la unidad remota (RTU²³) tradicional como interfaz con el sistema de comunicaciones y que envía y recibe información al centro de control. De forma similar en las aplicaciones de automatización en líneas alimentadoras, la pasarela gestiona la comunicación con los distintos inte-

²²UCS siglas de Unidad de Control de la Subestación

²³RTU siglas *Remote Terminal Unit*

ruptores inteligentes actuando desde el punto de vista del centro de control como un concentrador de datos. Esto libera al centro de control de la necesidad de crear un punto de control para cada interruptor telecontrolado en cada línea. Existen configuraciones híbridas en las que la UCS actúa como pasarela para la FA de todas las líneas que parten desde la subestación, incluso aunque no exista SA. Las pasarelas también se pueden usar para establecer áreas locales de control en aquellos casos en que se pueda establecer un control extendido separado del SCADA con una mejor infraestructura de comunicaciones. En ese caso la pasarela se convierte en un punto de conexión entre una infraestructura (con un protocolo y un sistema de comunicaciones propio) y otra. Algunas pasarelas incluyen un HMI que permite control local o la posibilidad de comunicar determinada información a múltiples unidades maestras (MTU²⁴).

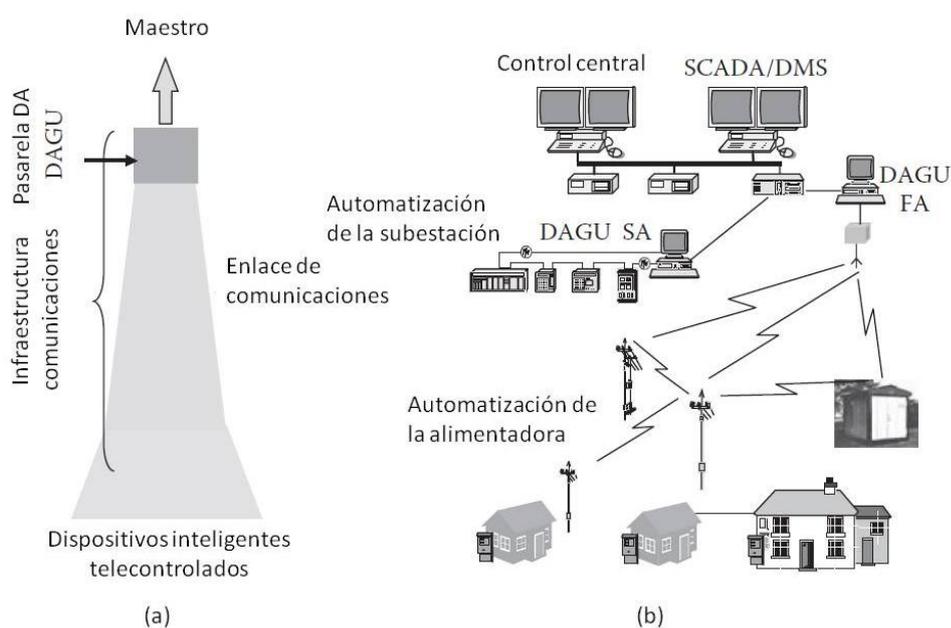


Figura 1.5:(a) Arquitectura genérica y (b) Componentes habituales en DA.

Fuente: [Northcote-Green y Wilson, 2007]

La figura 1.6 presenta los componentes necesarios para la DA. La mayoría se encuentran en la subestación, o a través de las líneas alimentadoras bien en centros de reparto, en centros de distribución o en postes o apoyos de la red eléctrica. Se comunican con el centro de control a través de una infraestructura que puede usar diversos protocolos y canales. La elección del medio de comunicación dependerá de los objetivos a cubrir en cada capa de la pirámide de control, pero todos deben acomodarse para implementar la DA mediante conversiones en ciertos puntos que suelen ser las pasarelas o los *front ends*²⁵ del SCADA.

En las subestaciones, las posiciones de interruptor suelen estar equipadas con un conjunto integrado de protección y control con terminales preparados para conectarse al bus de control de la estación. El control remoto se realiza de dos formas:

²⁴MTU siglas de *Master Terminal Unit*.

²⁵*Front end*, interfaz a la red de comunicaciones del sistema SCADA, maneja la interconexión a los canales de comunicaciones y realiza la conversión de protocolos de modo que el sistema principal pueda contar con datos en un formato estándar.

- Cableando los circuitos de control, indicación y medida hasta una RTU que es parte del SCADA y utiliza protocolos estándar de comunicación vía radio, microondas o línea dedicada.
- Implementando SA, se crea una red de área local en la subestación entre los relés de protección y la pasarela que gestiona las comunicaciones. Elimina la necesidad de la RTU y el cableado de cada señal. La pasarela facilita el interfaz de comunicaciones con el centro de control usando el protocolo del SCADA, soporta aplicaciones de automatización y facilita un HMI para operaciones locales.

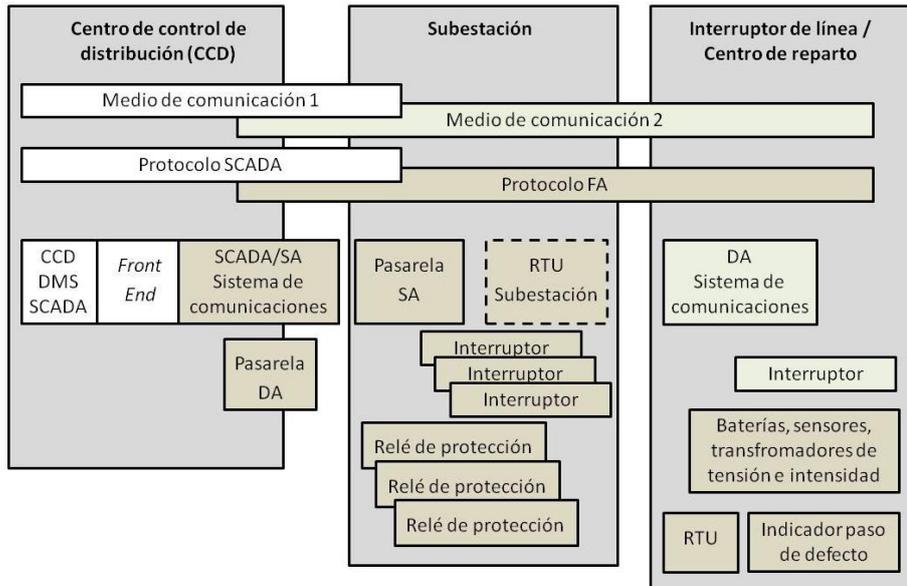


Figura 1.6:Componentes necesarios para la DA

Fuente: [Northcote-Green y Wilson, 2007]

El telecontrol en la red de MT no está tan estandarizado por lo que caben variedad de configuraciones. La elección de los parámetros, precisión, cantidad y calidad de las medidas dependerá del nivel de automatización que se desee establecer. Supeditado a ello estará el número de sensores, dispositivos inteligentes de control y la carga de comunicaciones. Así que en primer lugar se define el dispositivo a telecontrolar, la función específica que deberá desarrollar y por último el canal de comunicación y el protocolo a integrar en la arquitectura del DA.

Cuando se desarrolla una DA existe una probabilidad muy alta de que ya exista un SCADA por lo que cualquier extensión el sistema de control deberá interactuar con el sistema existente. Cuanto más hacia abajo en la pirámide de control de la distribución se extienda la automatización, mayor variedad de equipos de distintos fabricantes existirá, cada uno con sus estándares propios, por lo que los esfuerzos de integración serán mayores para desarrollar una estrategia de DA.

La automatización de la red debe mejorar sus prestaciones y como inversión debe recuperarse mediante la obtención de una mayor eficiencia operativa y de los índices de desempeño de la actividad de negocio.

Las redes de distribución se suelen operar de forma radial y la reconfiguración de la red es una de las pocas formas de mejorar la fiabilidad. Una vez que se produce un defecto, la zona afectada debe aislarse y la única forma de reenergizar los circuitos aguas abajo de la falta es cerrando puntos frontera. El aislamiento del defecto se puede realizar mediante automatización local o directamente por control remoto, sin embargo la reposición del suministro se suele realizar por control remoto basado en las decisiones del operador en lugar de con lógica automatizada, que aunque posible, requiere de algoritmos fiables para gozar de la plena confianza del personal de operación. Es uno de los frentes en los que avanzan los DMS.

El modo en que se opera la red de distribución está influenciado por la ausencia de telecontrol y monitorización en tiempo real, requiriendo una cantidad de intervención manual considerable para la toma de decisiones y reposición del suministro. El tamaño y la multitud de elementos que componen la red de distribución impone la necesidad de manejar gran cantidad de información para garantizar una operación satisfactoria y segura.

En este entorno se definen tres condiciones de operación:

- Condiciones normales. En estas condiciones, los operadores pueden preparar mantenimiento preventivo programado, monitorizar la red para detectar parámetros fuera de rango, considerar configuraciones para optimizar la operación y tomar medidas para corregir sobrecargas o mantener las tensiones dentro de los límites definidos. En estas condiciones se puede actualizar el esquema de operación y realizar las estadísticas de gestión de la operación.
- Condiciones de emergencia. Los fallos en la red no están programados. El primer objetivo es restaurar el sistema tan pronto como sea posible. Esto implica ejecutar planes de aislamiento del defecto y reposición del suministro mediante:
 - Telecontrol de dispositivos.
 - Despacho y control de cuadrillas de mantenimiento para operar dispositivos manualmente y verificar la localización del defecto.
 - Gestionar las reclamaciones de los clientes para preservar la satisfacción de los mismos.
- Administración. Tareas diarias de registro de eventos, elaborar informes de gestión y estadísticas de desempeño.

El DMS debe funcionar tanto en condiciones normales como de emergencia, reflejando los flujos de trabajo en cada caso. Es fundamental el registro de la operación y la obtención de todos los datos legalmente exigibles a efectos de auditorías y análisis de incidentes.

La operación de una red en la que sólo el 10% de los dispositivos está telecontrolado precisa de la operación manual por parte de personal desplazado a cada localización. Esto requiere del soporte de sistemas de información adicionales al SCADA tradicional tales como:

- Esquemas de operación y geográficos que muestren la ubicación de la red y los dispositivos.

- Métodos de gestión de cuadrillas para dirigir y despachar los recursos adecuados.
- Gestión de talleres móviles con repuestos para la red.
- Gestión de reclamaciones de consumidores para identificar y localizar averías.
- Sistemas de comunicación móvil de voz y datos para transmitir órdenes a campo desde el centro de control.

Todos estos sistemas deberán operar de forma coordinada y sincronizada con el centro de control.

Un DMS para el control y automatización de la red se puede describir mediante cuatro funciones principales, integrables aunque también pueden operar de forma independiente. Se presentan en la figura 1.7.

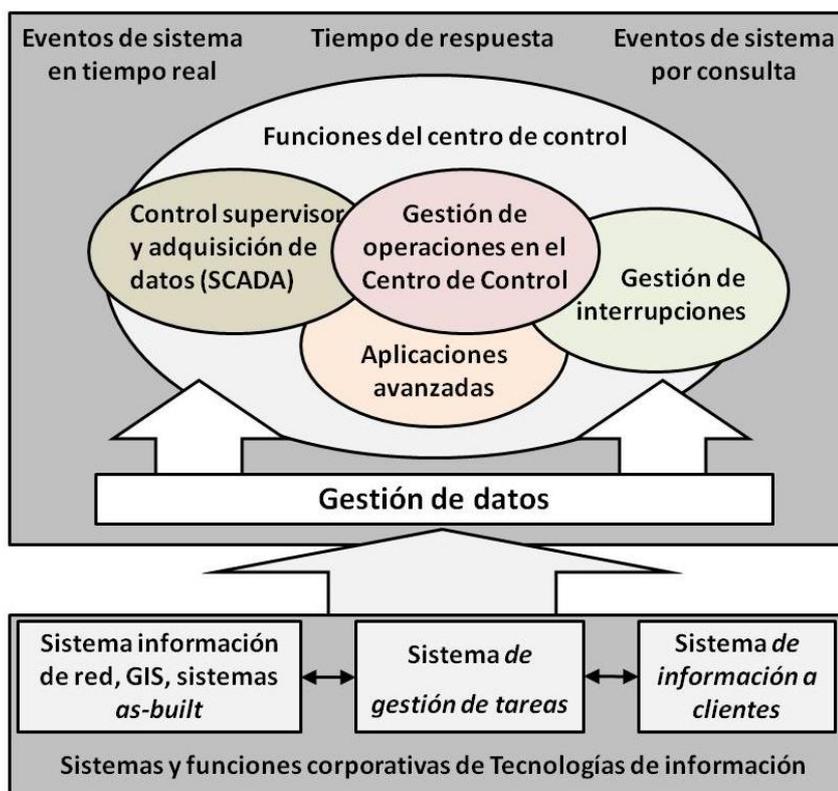


Figura 1.7:Funciones del DMS.

Fuente: [Northcote-Green y Wilson, 2007]

Gestión de operaciones en el centro de control. Es el entorno de usuario, vital para el DMS. Incluye todas las prestaciones puestas a disposición del operador a través del HMI. Algunas de las funciones típicas son las siguientes:

- Esquema sinóptico de la red.
- Interfaz con el SCADA (en los sistemas integrados, el SCADA tradicional se amplía para mostrar el esquema sinóptico).
- Gestión de tareas.

- Acceso a aplicaciones avanzadas como gestión de incidencias de consumidores o gestión de interrupciones.
- Interfaz con las bases de datos alfanuméricas de las aplicaciones corporativas para actualizar el DMS.

La base del DMS son las bases de datos MT/BT, que se asumen como parte de esta función por tener pocos elementos de tiempo real.

Es fundamental que el esquema de red pueda representar el estado de operación en cada momento. Además, debe soportar la posibilidad de realizar etiquetados, análisis topológicos y chequeos de seguridad mediante trazados y coloreado dinámico sobre el esquema de operación.

La forma de presentar los datos así como la representación gráfica en el DMS varía dependiendo de los requerimientos de cada cliente. Así, es frecuente que se repliquen los cuadros sinópticos típicos de los centros de control, como por ejemplo los esquemas que representan el conjunto de la red sobre mapas geográficos pero ahora facilitando la navegación con funciones de zoom y localización. Mientras que los sinópticos que mostraban múltiples mapas de líneas alimentadoras se reproducen ahora en un conjunto de varias páginas. Sin embargo, la tendencia es usar una combinación de representaciones en forma de mapa continuo: puramente geográfico, geo-esquemático, esquema ortogonal de diagramas de operación o combinación de éstas, así como páginas individuales para las subestaciones.

Control supervisor y adquisición de datos. Provee la monitorización y el control del sistema de distribución en tiempo real. Bajo el concepto de DMS, el SCADA tradicional se extiende para incluir la representación de toda la red de distribución en forma de modelo de conectividad con control de dispositivos por fuera de la subestación (FA). La base del sistema SCADA es el sistema de adquisición de datos en localizaciones remotas y la base de datos central de tiempo real que es el repositorio de estos datos donde se procesan y se presentan al operador.

Aplicaciones avanzadas. Aplicaciones analíticas basadas en la base de datos del modelo de conectividad MT proveen al operador con un medio para evaluar en tiempo real y estudiar las condiciones de carga y tensión del sistema con anterioridad a la ejecución de secuencias de operación con interruptores. Pueden determinarse las consecuencias de un defecto ante cualquier configuración de la red con aplicaciones familiares para los técnicos de planificación. El potencial de aplicar aplicaciones avanzadas a otros problemas es considerable, tal como el empleo de sistemas expertos para determinar las mejores secuencias para la restauración. La optimización rápida y las técnicas de búsqueda tienen la clave para desarrollar sistemas para reconfigurar la red minimizando las pérdidas. En tanto que la privatización enfatiza la idea de negocio, se requerirán las aplicaciones que persigan el cumplimiento de los límites contractuales dentro de los límites técnicos reglamentarios. De nuevo el modelo de la red es fundamental y si no se sostiene con aplicaciones avanzadas, lo hará de una copia sincronizada con el SCADA o del sistema de gestión de interrupciones. Estas aplicaciones se consideran herramientas de toma de decisiones.

Gestión de interrupciones. El término abarca muchas funciones y puede incluir el proceso de atender la llamada del cliente, diagnosticar la localización del defecto, asignar y despachar una cuadrilla para confirmar y reparar la avería, preparar y ejecutar secuencias con interruptores para restaurar la operación y cerrar el corte cumplimentando todos los informes y estadísticas del incidente. Durante todo este proceso, se coordinarán otras llamadas de clientes distinguiendo si corresponden al defecto declarado o si corresponde iniciar otro incidente. Cuando la gestión de interrupciones incluye la atención telefónica se suele emplear el término **gestión telefónica de incidentes** (TCM²⁶). Los sistemas TCM se han implementado como aplicaciones independientes sin interfaces con el SCADA cuando la gestión de operaciones del centro de control se había implementado previamente, pues se sustenta en el sistema gráfico y en la base de datos del modelo MT de la red. Un DMS con TCM implica la idea de DMS orientado al cliente. Algunas funciones del sistema de gestión de interrupciones pueden considerarse en el área de aplicaciones avanzadas pues se basan en la topología de la red y en su análisis.

El cuadro identificado como “Gestión de Datos” en la figura 1.7 representa un componente fundamental en cualquier DMS. Esta actividad cumplimenta los datos requeridos en el DMS. Por un lado aporta los datos necesarios para los sistemas de tiempo real y las aplicaciones avanzadas y por otro debe cumplir los requerimientos de los sistemas de monitorización o servir de interfaz para los datos aportados por el GIS.

Esta definición de funcionalidades del DMS en forma de módulos independientes permite que se establezcan diferentes configuraciones, según las necesidades. La clave reside en el modelo de conectividad entre módulos que debe residir en el primero que se implemente y debe ser capaz de soportar las prestaciones requeridas por las funciones sucesivas. Así, por ejemplo, las empresas eléctricas con sistemas SCADA tradicionales los están ampliando y actualizando con nuevos sistemas de gestión para mejorar la eficiencia de las operaciones en la red MT.

En todo caso, los sistemas con operación basada en tiempo real y los de operación manual deben integrarse de forma cuidadosa para que el operador pueda navegar por ellos de forma indistinta.

En la medida que se implementan todas las funcionalidades del DMS, pueden producirse solapes entre las aplicaciones. De modo que la arquitectura del DMS debe integrar:

- Operación de toda la red, tanto telecontrolada (tiempo real) como con maniobra manual (con personal desplazado).
- SCADA.
- Gestión de cuadrillas y personal desplazado.
- Programación de maniobras y planificación de trabajos y descargos.
- Mantenimiento del esquema de operación y gestión de notas y comentarios.
- Gestión eficiente de los recursos de la red.
- Cambios temporales y permanentes en la red.

²⁶TCM, siglas de *trouble call management*

- Introducción de nuevos activos y plantas en la red.
- Sincronización de los estados *as-operated* y *as-built* en las bases de datos corporativas.
- Fuentes de información fuera del centro de control como GIS, personal, gestión de tareas, sistemas de atención telefónica y sistemas de gestión de cuadrillas y personal.
- Sistemas de gestión de activos.
- Gestión de datos de todos los componentes y porciones de la red con el DMS.

1.6 Conclusiones

Con la liberalización del sector eléctrico y la segregación de actividades, las empresas gestoras de la distribución deben buscar la obtención de beneficios en la propia actividad de distribución.

El sistema retributivo regulado en el que los ingresos se aproximan al coste eficiente, deja un estrecho margen de maniobra para obtener un beneficio razonable, obligando a las empresas a realizar su actividad de forma eficiente y bien gestionada.

Este escenario junto con la coyuntura económica y la creciente preocupación por la sostenibilidad y la eficiencia energética ha impulsado el desarrollo de los sistemas de gestión de la distribución. Los avances de las tecnologías de la información y la comunicación que hasta ahora centraban su aplicación en la generación y en el transporte, encuentran en la distribución un campo fértil con empresas dispuestas a invertir para explotar al máximo sus posibilidades.

En este capítulo se ha expuesto la importancia de la adecuada gestión de la red de distribución y se ha presentado la evolución de los sistemas SCADA destacando cómo se han ido adaptando a las necesidades de operación de la red eléctrica, cristalizando en los EMS primero y tras la liberalización del sector en los DMS. Se ha realizado una introducción a su arquitectura y funcionalidades básicas. Servirá de base para la definición de estrategias que ayuden a mejorar la eficiencia de la distribución.

Reducción de la tensión de conservación

Índice

2.1 Antecedentes.....	25
2.2 Efectos de la CVR	29
2.3 Evaluación de los efectos de la CVR.....	30
2.4 Implementación	41
2.5 Generación distribuida y CVR.....	44
2.6 Conclusiones.....	45

En este capítulo se presenta la estrategia de reducción de la tensión de conservación, se describen los efectos asociados, se estudian los métodos para evaluar estos efectos, se exponen las diferentes maneras de implementar la estrategia y se discute el impacto de la generación distribuida en la reducción de la tensión.

2.1 Antecedentes

La reducción de la tensión de conservación, en inglés *Conservation Voltage Reduction* (CVR) o *Conservative Voltage Regulation*, es un método para ahorrar energía y disminuir la demanda en la red eléctrica mediante la reducción controlada de la tensión del suministro en los puntos de consumo.

La referencia bibliográfica más antigua data de 1977 [Park y Colony, 1977], en ella se reportan los ensayos realizados en subestaciones con diferentes tipos de cargas (residenciales, comerciales y combinación de éstas) en un intento de cuantificar cuánta reducción de demanda se podía obtener disminuyendo la tensión. Se utilizó instrumentación de respuesta rápida para registrar las fluctuaciones en la carga y en la tensión después de un cambio de toma en el transformador de una subestación y se realizaron pruebas en las distintas estaciones del año, tanto por la mañana como por la tarde.

Sin embargo, ya en 1973 la compañía eléctrica American Electric Power System (AEP) estudió el efecto de la composición específica de las cargas en el impacto de la reducción de tensión sobre el consumo energético y la disminución de la demanda [Preiss y Warnock, 1978]. Se realizó un estudio de un año de duración sobre 15 circuitos de distribución en los que se redujo la tensión un 5% durante 4 h en días alternos.

Pese a que estos estudios ya revelaban ahorros de energía entre 0,35-1% y un coeficiente de reducción de la demanda de hasta 2 referido a la diferencia de tensión expresada en tanto por ciento ($\Delta P\% / \Delta V\%$), la ausencia de sistemas de supervisión en la red de dis-

tribución y el desconocimiento de los efectos que estas subtensiones podrían generar en los receptores de los consumidores provocó que estas estrategias quedaran reservadas como medidas de emergencia para reducir la demanda punta durante períodos con sobrecarga.

Estudios posteriores relacionados con el efecto de la CVR sobre las cargas que se describirán en las próximas páginas y sobre todo el desarrollo de las redes inteligentes²⁷ han devuelto el protagonismo a la CVR.

La reducción de la tensión de conservación es una estrategia que consiste en disminuir la tensión en la red de distribución eléctrica de un modo controlado, de tal manera que el valor en el punto de consumo se encuentre en la mitad inferior del rango permitido. Es decir, si la normativa que regula la distribución²⁸ en España, en el capítulo II Calidad de servicio, artículo 104 Cumplimiento de la calidad de suministro individual, apartado 3 establece que los límites máximos de variación de la tensión de alimentación a los consumidores finales serán de $\pm 7\%$ de la tensión de alimentación declarada, y la tensión declarada es 230 V, la CVR tratará de mantener la tensión del suministro en el rango comprendido entre 230 y 219,9 V. Además, cuanto menor sea este valor, mayores serán los beneficios tanto para la empresa distribuidora como para el consumidor.

Para explicar los efectos de la CVR, consideraremos una carga puramente resistiva. Según la Ley de Joule, la potencia P , la tensión V y la intensidad I satisfacen la ecuación (2.1); como según la Ley de Ohm se cumple la expresión (2.2), para resistencias puras se deduce la ecuación (2.3) que define como disminuye la potencia cuando se reduce la tensión.

$$P = V \cdot I \quad (2.1)$$

$$V = I \cdot R \quad (2.2)$$

$$P = \frac{V^2}{R} \quad (2.3)$$

Realmente, este planteamiento sólo es válido si las cargas responden a características de resistencia constante como podrían ser los sistemas de calentamiento de agua, lámparas incandescentes, hornos, etc., pero no así para cargas con características de potencia constante como son los televisores, ordenadores, etc. En estos casos, reducir la tensión no solo no reduce la potencia, sino que al aumentar la intensidad se produce un aumento de pérdidas en las líneas. Por otro lado, muchos dispositivos con características de resistencia constante poseen un lazo de control asociado con realimentación, típicamente midiendo la temperatura, que prolonga el tiempo de funcionamiento si se baja la tensión. Es el caso de calentadores, frigoríficos y hornos. Por lo que sus características son más bien de consumo energético constante según la ecuación (2.4), en la que E es la energía consumida, y t es el tiempo de funcionamiento.

$$E = P \cdot t \quad (2.4)$$

²⁷En inglés *smart grids*, término que abarca todo lo relacionado con el “gran” objetivo de aplicar la última tecnología a las redes de energía eléctrica, en la búsqueda de eficiencia y sostenibilidad.

²⁸Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, B.O.E. núm. 310 de 27 de diciembre de 2000.

Por último, existen cargas que mantienen la intensidad de corriente constante, como es el caso de las lámparas fluorescentes compactas. En estos casos, la potencia disminuye linealmente con la tensión según la ecuación (2.1). El ahorro energético es menor que en las cargas de resistencia constante en que la reducción de la potencia, ecuación (2.3), era cuadrática respecto a la disminución de tensión.

De todo este planteamiento se desprende que la eficiencia de la CVR depende de la composición de las cargas eléctricas conectadas, según las cuatro categorías:

- Resistencia constante sin realimentación. Reducen el consumo energético de las cargas y las pérdidas en las líneas.
- Energía constante o resistencia constante con realimentación. El consumo energético es constante, sin embargo tienen un efecto de aplanamiento de la demanda al distribuir el consumo durante más tiempo.
- Potencia constante. Aumentan el consumo energético por el incremento de las pérdidas en las líneas.
- Intensidad constante. Reducen el consumo energético de las cargas.

La figura 2.1 muestra la distribución del consumo eléctrico en el sector residencial en Australia en 2007 clasificado según estos tipos de carga. El grupo “desconocido” corresponde a dispositivos que incluyen dos categorías de carga.

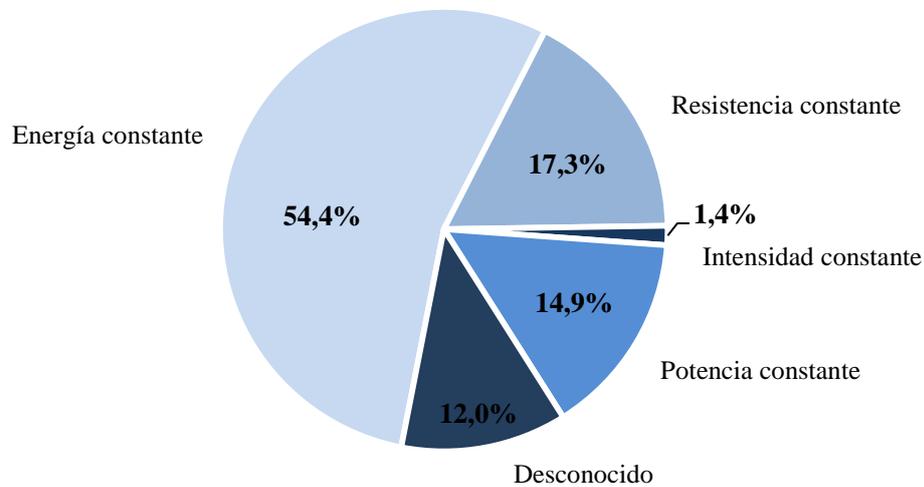


Figura 2.1: Distribución del consumo eléctrico residencial en Australia en 2007 por tipos de carga.

Fuente: [Ellens et al., 2012]

En el estudio de cuantificación del ahorro energético que se podría obtener en el sector residencial mediante CVR [Ellens et al., 2012], se concluyó que el ahorro (ΔE) dependía principalmente de la proporción de cargas de impedancia constante (C_{res}) y que se podría aproximar en tanto por ciento mediante la expresión (2.5), donde ΔV es la reducción de la tensión expresada en tanto por ciento.

$$\Delta E(\%) = [1 - (1 - \Delta V(\%))^2]C_{res} \approx 2\Delta V(\%)C_{res} \quad (2.5)$$

Así, si se reduce la tensión un 2,5% y un 20% de la carga es de resistencia constante, la fórmula predice una reducción de energía del 1%. Esta expresión también adelanta el máximo ahorro que se podría obtener mediante CVR por cada 1% de reducción de la tensión, valor conocido como factor CVR (CVR_f) y que se obtendría en el caso de un 100% de carga de resistencia constante:

$$CVR_f = \frac{\Delta E(\%)}{\Delta V(\%)} \leq 2 \quad (2.6)$$

Muchas empresas eléctricas han realizado ensayos de aplicación de la CVR, Northeast Utilities (NU) [Lauria, 1987], Bonneville Power Administration (BPA) [De steese, 1987], BC Hydro [Dwyer et al., 1995], Northwest Energy Efficiency Alliance (NEEA) [Beck, 2007], Hydro Quebec (HQ) [Lefebvre et al., 2008], y Dominion Virginia Power [Peskin et al., 2010] obteniendo resultados significativos de ahorro energético asociado a la reducción de la tensión, en un rango entre 0,3-1% por cada 1% de reducción de la tensión. Estudios más recientes [Schneider et al., 2010] señalan que si se empleara CVR en todas las líneas alimentadoras de las redes de distribución en Estados Unidos, el consumo anual de energía en el país se reduciría un 3,04%.

También hay documentadas pruebas de la CVR en otros países como Australia [Ellens et al., 2012] donde un 2,5% de reducción de la tensión ahorraba un 1% de energía en cargas residenciales; en Irlanda [Diskin et al., 2012] donde se obtuvieron ahorros de energía del 1,7% o Reino Unido [ENWL, 2012] donde actualmente la empresa Electricity North West Limited (ENWL) ha comenzado un proyecto de gestión de la demanda con ensayo de CVR en 60 subestaciones con el propósito de gestionar la demanda eléctrica mediante reducción de la tensión.

Además de con el ahorro energético, el factor CVR también se puede relacionar con la reducción de potencia activa y de potencia reactiva, por lo que es habitual encontrar el factor CVR con unidades de energía de potencia activa o reactiva para identificar unívocamente a cuál de ellos se refiere. Las expresiones de cada uno de ellos son:

$$CVR_f(kWh) = \frac{\Delta E(\%)}{\Delta V(\%)} \quad (2.7)$$

$$CVR_f(kW) = \frac{\Delta P(\%)}{\Delta V(\%)} \quad (2.8)$$

$$CVR_f(kVAr) = \frac{\Delta Q(\%)}{\Delta V(\%)} \quad (2.9)$$

donde ΔP y ΔQ son las reducciones de potencia activa y reactiva respectivamente obtenidas por la aplicación de la CVR.

Las barreras técnicas relacionadas con la CVR se pueden resumir en tres aspectos:

- Coordinación de los distintos dispositivos de control de la tensión y de la potencia reactiva (Volt/Var Control, VVC) para reducir la tensión de forma fiable y de un modo óptimo.
- Evaluación y verificación de los efectos del a CVR.

- Coordinación entre la CVR y la generación distribuida (DG).

Hay dos maneras de plantear la reducción de la tensión de conservación, como reducción de la demanda a corto plazo y como reducción de la energía a largo plazo. Ambas se reflejan en la figura 2.2. La curva de la izquierda muestra la aplicación de la CVR durante las horas punta (T_2) para reducir la demanda. En la curva de la derecha la tensión se reduce de forma permanente para ahorrar energía. Las reducciones de la demanda y de la energía se comparan en varios artículos [Preiss y Warnock, 1978; Erickson y Gilligan, 1982; Warnock y Kirkpatrick, 1986], en ellos se concluye que la CVR es efectiva para los dos propósitos aunque el efecto de la reducción es diferente.

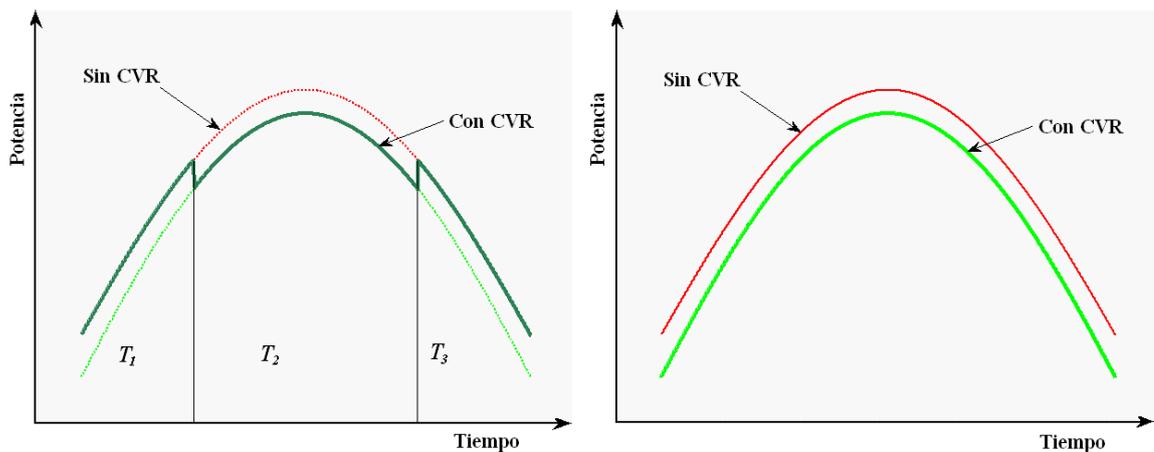


Figura 2.2 Izquierda: reducción de la punta de la demanda. Derecha: reducción de energía las 24h.

Fuente: [Wang y Wang, 2013]

2.2 Efectos de la CVR

Con la CVR se reducen las pérdidas en el núcleo de los transformadores, así como las pérdidas por corrientes parásitas y por histéresis [Concordia e Ihara, 1982; Smith y Dorf, 1991; Wilson, 2003; Beck, 2007]. En cuanto a la propia red de distribución, cuando se reduce la tensión que alimenta cargas de potencia constante aumenta la corriente de línea lo que implica un aumento de las pérdidas, sin embargo, como ya se expuso en el apartado anterior, el efecto es el contrario para las cargas de impedancia constante. Por último, la reducción de la tensión que alimenta cargas de intensidad constante no produce variación en las pérdidas. De acuerdo con los estudios realizados [Beck, 2007], si se tienen en cuenta los transformadores, el efecto neto de la CVR es de reducción de pérdidas. Las pérdidas en las líneas sólo aumentan ligeramente (típicamente menos del 0,1%), de modo que la estrategia de reducción de la tensión a la que se opera la red de distribución también genera ahorro energético aguas arriba del contador, en la red de distribución.

Los beneficios de la CVR están relacionados con la sensibilidad de las cargas a la tensión, de hecho el factor CVR aumenta cuando la carga cambia su característica de tipo potencia constante a tipo impedancia constante. El Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI²⁹) estudió el consumo de diversos receptores al modificar la tensión de

²⁹EPRI acrónimo de Electric Power Research Institute, organización estadounidense dedicada a la investigación y desarrollo en la industria de la energía eléctrica.

servicio para cuantificar así el consumo energético de los componentes de la carga eléctrica en función de la tensión de alimentación [Chen et al., 1981; EPRI, 2001]:

Caso de dispositivos sin lazo de realimentación, aquellos en las que no existe mecanismo de control que modifique la operación del receptor para corregir o compensar la reducción de la tensión de alimentación (ejemplos típicos son el alumbrado y los motores sin regulación). Las lámparas, ya sean incandescentes o fluorescentes, tienden a absorber menos energía con una tensión de alimentación menor. Otro efecto beneficioso de la reducción de tensión es que al reducirse la temperatura, el tiempo de vida de la lámpara aumenta [EPRI, 2001; Wilson, 2003; Schneider et al., 2010]. Sin embargo, para el caso de lámparas de descarga de alta intensidad, reducir la tensión puede conducir a disminuir la vida útil. [EPRI, 2001]. El ahorro energético en los motores sin regulación depende de factores como su tipo, tamaño, carga y velocidad. Si un motor trabaja por debajo de su carga máxima (es lo habitual), la CVR reduce sus pérdidas y aumenta su eficiencia [Wilson, 2003, 2010].

Caso de dispositivos con lazo de realimentación, como pueden ser las cargas con ciclos térmicos (como los calentadores eléctricos), motores regulados y cargas reguladas de potencia constante (como los hornos). En estos casos no se objetiva ahorro energético [EPRI, 2001; Schneider et al., 2010], lo que se produce es un aplanamiento de la demanda, se consume menos potencia pero se prolonga el tiempo de consumo. [Wilson, 2003] expone una pequeña reducción de las pérdidas en el aislamiento de los transformadores y en las pérdidas por conmutación en las cargas con electrónica moderna.

Los consumidores se pueden beneficiar de un menor consumo energético, sin embargo, eso se traduce en una reducción de los ingresos de las empresas distribuidoras, problema con el que se encuentran muchos programas de respuesta desde el lado de la demanda [Beck, 2007]. Los beneficios de la CVR para las empresas distribuidoras se resumen en:

- Alivio de la demanda en horas punta.
- Aumento de la capacidad de la red existente.
- Reducción de las pérdidas netas en la red, considerando tanto los transformadores como las líneas.
- Incentivos de la Administración a la reducción de pérdidas.
- Bienestar social al reducir el consumo de combustible y reducir las emisiones contaminantes.

La CVR puede combinarse con otras mejoras del sistema para obtener un control integrado Volt/Var óptimo, que es la tendencia de los futuros programas de eficiencia en la distribución.

2.3 Evaluación de los efectos de la CVR

La cuestión crítica a la hora de decidir la implementación de la reducción de la tensión de conservación radica en cómo evaluar el rendimiento en las líneas alimentadoras. Hay que seleccionar las líneas adecuadas en las que se pueda aplicar esta estrategia y realizar un análisis de coste/beneficio. Es preciso estimar el consumo sin reducción de la tensión du-

rante el período en que se vaya a aplicar CVR pues no podrá medirse y es necesario establecer una referencia para poder evaluar los efectos. La búsqueda de métodos para cuantificar una estimación creíble de los efectos de ahorro energético es lo que impulsa la investigación e implementación de la CVR. En contra está el escepticismo relativo al efecto de la CVR. Además, para cuantificar los efectos de la CVR hay que discriminar los efectos provocados por otros factores de los cambios generados por la reducción de la tensión.

Las metodologías para evaluar los efectos de la CVR pueden clasificarse en cuatro categorías:

- Comparación.
- Regresión.
- Síntesis.
- Simulación.

También hay estudios que combinan dos metodologías para analizar los efectos de la CVR.

2.3.1 Métodos de comparación

Hay dos métodos de comparación para medir los efectos de la CVR. El primero consiste en comparar dos líneas alimentadoras durante el mismo período de actuación. Para ello, se seleccionan dos líneas que presenten la misma configuración, topología, condiciones y características de carga y que geográficamente estén próximas. Se aplica CVR a una línea (muestra tratada) al tiempo que se mantiene una tensión normal en la otra (muestra de control). El segundo método consiste en aplicar la CVR a una línea (muestra tratada) y después comparar los resultados con los obtenidos en esa misma línea durante otro período de tiempo con características climatológicas y de carga similares pero esta vez sin CVR (muestra de control).

Un problema de los métodos de comparación es que en los cálculos no se pueden discriminar aquellos cambios en las cargas provocados por otros factores diferentes a la CVR como pueden ser diferencias climatológicas o ruido en las medidas.

[Krupa y Asgeirsson, 1987] realizaron ensayos en Detroit Edison para obtener el factor CVR comparando los datos medios registrados en días con y sin CVR. [Kennedy y Fletcher, 1991] realizaron ensayos de CVR en todos los circuitos de Snohomish County Public Utility District (PUD) con tensiones reducida y normal en ciclos alternativos de 24 h. Para restar el efecto de la temperatura, cada día de test se comparó con dos días sin CVR uno en el que el clima había sido más caluroso y otro en el que fue más frío. Con esto se realizó una media ponderada para obtener el CVR_f .

Esta es la metodología más directa para calcular el factor CVR. Sin embargo, plantea algunos inconvenientes:

- Es posible que no exista una muestra de control adecuada.

- El ruido provocado por factores externos, como por ejemplo por el impacto climatológico, puede no haberse filtrado adecuadamente. Es posible que sólo con efectuar medias no se cancele el efecto del ruido.

Tras ponderar los datos realizando medias, no es posible obtener el factor CVR para un día concreto lo que provoca que se pierda la naturaleza dependiente en el tiempo que tiene el CVR factor.

2.3.2 Métodos de regresión

Estos métodos modelan la carga como una función de los factores de impacto. En las referencias [Beck, 2007; Fagen y Bernier, 2007; Wilson, 2010], las cargas fueron modeladas en función de la temperatura. Se realizó una regresión lineal para calcular el valor que generaban los modelos para las cargas alimentadas con tensión normal y se compararon con los valores medidos durante la aplicación de tensiones reducidas.

El procedimiento consta de cuatro etapas:

Definición del modelo.

$$P = \beta_0 1 + \beta_1 (T - T_c 1) + \beta_2 (T_e 1 - T) + \varepsilon \quad (2.10)$$

Donde P y T son los datos a registrar para la parametrización del modelo. P representa al vector de registro de datos de potencia activa de la carga con tensión normal; T_c es la referencia para la temperatura de calentamiento; T_e es la referencia para la temperatura de enfriamiento (en [Beck, 2007] para T_c y T_e se tomaron 60 °F y 70 °F respectivamente); T es el vector de registro de datos de temperatura ambiental, la frecuencia de los datos dependerá de los equipos de medida y de las preferencias de quien realiza el estudio (en [Beck, 2007] se tomaron datos cada 15 min); β_0 , β_1 y β_2 son los parámetros a calcular con la regresión lineal; ε representa el error.

Estimación de los parámetros.

Los parámetros β_0 , β_1 y β_2 se estiman minimizando el error. Por ejemplo, si se usa el método de mínimos cuadrados ordinario, los parámetros se calculan según (2.11) y (2.12)

$$\hat{\beta} = (X^t X)^{-1} X^t P \quad (2.11)$$

$$X = [1, T - T_c 1, T_e 1 - T] \quad (2.12)$$

donde $\hat{\beta} = [\hat{\beta}_0, \hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2]^t$ es el vector que representa los parámetros estimados.

Cálculo del consumo sin CVR.

Con el nuevo vector de temperaturas T^* correspondiente a los días de los ensayos, se sustituye en (2.10) y se calcula cual habría sido el consumo de la carga esos días sin CVR (P_0^*).

$$P_0^* = \hat{\beta}_0 1 + \hat{\beta}_1 (T_c 1 - T^*) + \hat{\beta}_2 (T_e 1 - T^*) \quad (2.13)$$

Cálculo del factor CVR.

Con la carga medida los días del ensayo con CVR (P_I^*) y P_0^* calculado en el paso anterior, se calcula el factor CVR utilizando las siguientes expresiones:

$$\Delta P(\%) = \frac{P_0^* - P_I^*}{P_0^*} \times 100 \quad (2.14)$$

$$CVR_f(KW) = \frac{\Delta P(\%)}{\Delta V(\%)} \quad (2.15)$$

La metodología más arraigada basada en regresión es el Protocolo #1 para CVR automático [Beck, 2007; Fagen y Bernier, 2007; Wilson, 2010].

En las referencias [Erickson y Gilligan, 1982; Warnock y Kirkpatrick, 1986] se utiliza un modelo lineal de las cargas en función de la tensión, de la temperatura y otros factores. Se usa regresión multivariable para detectar las sensibilidades de la carga a los factores de impacto. El modelo se formula mediante la siguiente expresión:

$$P = \alpha_0 + \alpha_1 T + \alpha_2 \Delta V + \varepsilon \quad (2.16)$$

donde ΔV representa la reducción de tensión medida en el transformador de la subestación; α_0 es el componente básico de la carga, α_1 es el coeficiente de dependencia de la carga con la temperatura, α_2 es el coeficiente de dependencia de la carga con la tensión y ε representa el error. El parámetro estimado α_2 es el que refleja la sensibilidad de la carga a los cambios de tensión y por tanto el que debe usarse para calcular el factor CVR.

Las referencias [Dwyer et al., 1995; Short y Mee, 2012] usan el modelo multivariable para obtener la dependencia de la carga con la tensión y calcular el factor CVR. En [Markushevich et al., 2012] se mejora el método anterior verificando la precisión de los coeficientes introduciendo los resultados en un programa de flujo de carga.

El modelo multivariable puede incluir otros factores de impacto. Por ejemplo, en [Erickson y Gilligan, 1982] se analizaron los datos de California Public Utilities Commission (CPUC) incluyendo en el modelo de regresión la tensión, la temperatura, día de la semana, mes y otros factores de impacto. En [Preiss y Warnock, 1978; Warnock y Kirkpatrick, 1986] se usó el método de regresión para analizar los tests CVR en AEP. Aplicaron la regresión para identificar la dependencia de las cargas con la temperatura y eliminar su efecto de los datos obtenidos de consumo energético.

Como los métodos de regresión están basados en modelos lineales que descomponen la carga en componentes (normalmente dependientes de la climatología), se usan de forma habitual para evaluar los efectos de la CVR pues es posible encontrar interpretaciones físicas a los componentes del modelo, facilitando el análisis del comportamiento.

Los modelos de regresión también pueden utilizarse para predecir el factor CVR. Sin embargo, como los efectos de la CVR suelen ser pequeños, del orden de unos pocos puntos en tanto por ciento, pueden caer dentro del margen de error de los modelos de regresión. Es necesario diferenciar los efectos de la CVR de los errores de estimación. Además, los métodos de regresión dependen en gran medida de la precisión de los modelos de regre-

sión. Los modelos utilizados en la bibliografía son básicamente lineales, pero se sabe que las series de datos que tratan de explicar son funciones claramente no lineales de las variables exógenas. Los métodos de regresión no lineales basados en redes neuronales artificiales y las regresiones con máquinas de vectores de soporte permiten aproximar el comportamiento no lineal de las cargas [Park et al., 1991; Hippert et al., 2001; Chen et al., 2004; Fan y Chen, 2006; Wang et al., 2014]. Factores de impacto como la información climatológica y registros históricos de carga pueden utilizarse como entradas para entrenar estos modelos de regresión no lineales. Hay muchas referencias que usan redes neuronales artificiales y máquinas de vectores de soporte para la predicción de las cargas, pero sólo unos pocos aplican estos métodos para analizar la CVR [Wang et al., 2014]. Es razonable pensar que estos métodos darían resultados más aproximados sobre los efectos de la CVR que los métodos basados en regresión lineal.

2.3.3 Métodos de síntesis

Los métodos de síntesis agregan la dependencia entre la tensión y la carga para estimar los efectos de la CVR en un circuito. Hay dos formas de realizar esto, síntesis a partir de las componentes de la carga y síntesis según el tipo de consumidor.

En la síntesis basada en las componentes de la carga, el consumo energético de las cargas de los principales aparatos se modela en función de la tensión mediante ensayos en laboratorio. Las fracciones de carga de cada aparato se obtienen mediante estudios. El consumo energético total a nivel del circuito (E_c) se computa como

$$E_c(V) = \sum_i E_i(V)S_i \quad (2.17)$$

donde $E_i(V)$ representa la energía que consume el aparato i a la tensión V ; S_i es la participación del aparato i en la carga del circuito. El ahorro energético puede estimarse mediante la expresión (2.15) comparando tensiones normales y reducidas.

[Chen et al., 1981, 1982] investigaron la relación entre el consumo energético y la tensión de los principales aparatos. Esto facilitó un escenario preliminar de la estimación del consumo agregado de energía usando las componentes de cargas supuestas.

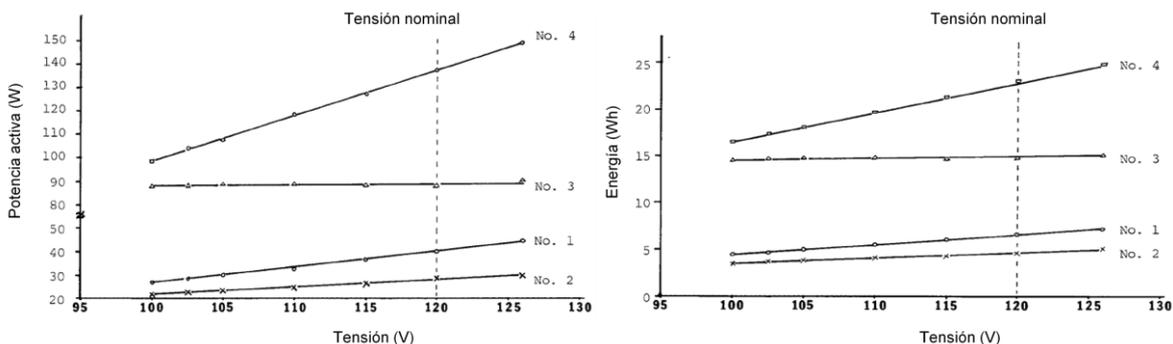


Figura 2.3 Izquierda: potencia activa en función de la tensión aplicada de los grupos de televisores 1 a 4. Derecha: consumo de energía en un período de 10 min en función de la tensión aplicada de los grupos de televisores 1 a 4.

Fuente: [Cheng et al., 1981]

La síntesis en función del tipo de consumidor clasifica los consumos en residenciales (**R**), comerciales (**C**) e industriales (**I**). Según el tipo de consumo, la composición de las cargas asociadas es diferente, de modo que es fácil reconocer que los efectos de la CVR están estrechamente relacionados con el tipo de consumidores en las líneas. La Tabla 2.1 resume los resultados publicados de factor CVR según el tipo de consumidor. Aunque la cuantificación del efecto de la CVR de cada tipo puede variar, es posible extraer una primera conclusión y es que comparadas con las cargas industriales, la reducción de la tensión disminuye más el consumo energético en los consumidores residenciales y comerciales. Los resultados obtenidos muestran que estos tipos de consumidores presentan mayor sensibilidad a la tensión [Price et al., 1995].

Estudio	Residencial	Comercial	Industrial
California	0,76	0,99	0,41
BPA	0,77	0,99	0,41
AEP	0,61	0,89	0,35
CPUC	1,14	0,26	N/A
SCE	1,30	1,20	0,50
Snohomish	0,33-0,68	0,89-1,10	N/A
HQ	0,06-0,67	0,80-0,97	0,10
NEEA	0,63	0,37	N/A
Detroit	0,96-1,11	0,75-0,80	0,50-0,83

Tabla 2.1 Resultados publicados de CVR_f de distintos tipos de consumidores

Fuente: [Wang y Wang, 2013]

El factor CVR a nivel de circuito puede estimarse como una combinación lineal de factores CVR y la aportación de carga de cada tipo de consumidor:

$$CVR = RCVR_R + CCVR_C + ICVR_I \quad (2.18)$$

donde **R**, **C** e **I** representan la aportación de cada uno de los tipos de consumidor expresado en tanto por uno; CVR_R , CVR_C y CVR_I son los factores CVR de los consumidores residenciales, comerciales e industriales respectivamente.

En las referencias [De Steese et al., 1990a, 1990b; Kirshner, 1991] se aplican los dos métodos de síntesis para cuantificar los efectos de la CVR en BPA. Encontraron que con el primer método, en el que la síntesis del ahorro se realiza a nivel de receptores, se generan estimaciones un 35% menores que con el segundo método de síntesis en función del tipo de consumidor. En la referencia [Begovic et al., 2000] se define la expresión (2.19) para estimar los efectos de la CVR

$$CVR_f = 0,7 + 0,5 \times N_{RPC} \quad (2.19)$$

donde N_{RPC} es el ratio de consumidores residenciales y pequeños comercios en la línea expresado en tanto por uno. Así, CVR_f varía entre 0,7% y 1,2% en el modo que N_{RPC} varía entre 0 y 1.

Los métodos de síntesis permiten obtener una estimación rápida de los efectos de la CVR antes de su implementación. Los supuestos en los que se basan los métodos de síntesis son que los aparatos mantienen el comportamiento que tuvieron durante los ensayos en el laboratorio y que la información de la composición de carga es correcta. Sin embargo, es difícil recopilar datos precisos de la participación de carga así como de la relación carga/tensión de absolutamente todos los receptores existentes. Así que los resultados obtenidos con métodos de síntesis deben usarse con precaución.

2.3.4 Métodos de simulación

Los métodos de simulación se basan en modelar el sistema y realizar cálculos de flujo de carga. Se simula el circuito y se calcula el consumo que tendría la carga sin CVR y se compara con el medido con CVR. La figura 2.4 muestra el diagrama de bloques de este método.

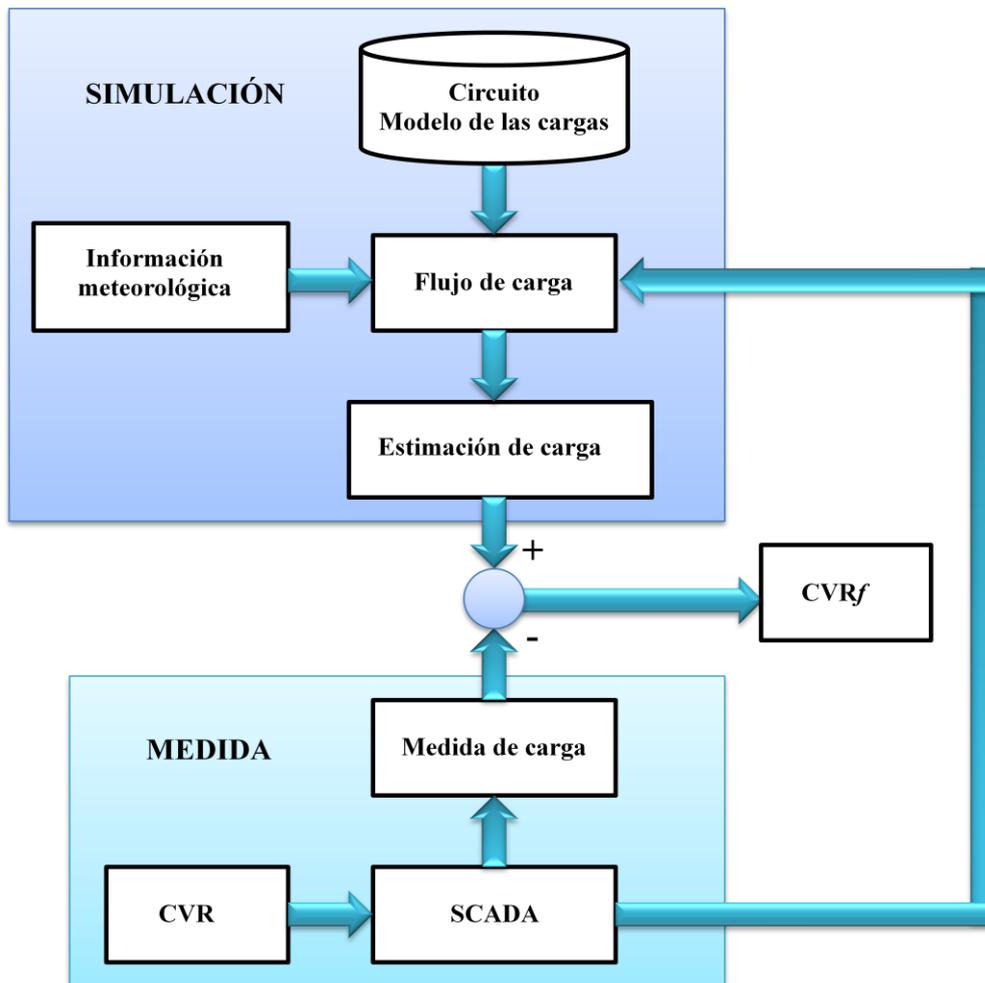


Figura 2.4 Diagrama de bloques de los métodos de simulación

Fuente: [Wang y Wang, 2013]

Los circuitos con modelos detallados pueden ser de gran precisión. El desafío radica en modelar la carga. Pueden usarse los modelos de carga basados en coeficientes ZIP para representar los aparatos en lazo abierto.

Se han realizado ensayos en laboratorio con distintos tipos de receptores y los resultados muestran que ninguna carga obedece completamente a características de potencia, impedancia o intensidad constante. Todas las cargas eléctricas responden a una combinación de potencia constante, impedancia constante y corriente constante. Y cada una responde a sus propias características P - V y Q - V que pueden ser representadas mediante sus coeficientes ZIP.

El modelo de coeficientes ZIP es una expresión polinómica que representa la variación de una carga con la tensión como una composición de los tres tipos de cargas constantes impedancia (Z), intensidad (I) y potencia (P). Se trata de una aproximación cuadrática de las curvas P - V y Q - V . Las expresiones para la potencia activa y reactiva en función de los coeficientes del modelo ZIP son:

$$P = P_0 \left[Z_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_p \right] \quad (2.20)$$

$$Q = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_q \right] \quad (2.21)$$

en las que P y Q son los valores de las potencias activa y reactiva respectivamente a la tensión de servicio (V_i); P_0 y Q_0 son los valores de las potencias activa y reactiva respectivamente a la tensión nominal (V_0); Z_p , I_p , P_p son los coeficientes del modelo ZIP para la potencia activa; Z_q , I_q , P_q son los coeficientes del modelo ZIP para la potencia reactiva.

En [Bokhari et al., 2014] se presenta el estudio realizado con las distintas clases de consumidores: residenciales, comerciales e industriales en la ciudad de Nueva York para determinar de forma experimental los coeficientes ZIP que modelan las cargas ante condiciones de variación de la tensión. El estudio realizó dos tipos de modelos, el modelo de cargas agregadas según tipo de consumidor, dividido en subclases. Así, los consumidores residenciales se subdividieron en 6 estratos diferentes en función del consumo energético anual (por ejemplo, en el estrato B se agruparon los consumidores residenciales con un consumo anual comprendido entre 1.948 y 2.897 kWh). Los consumidores comerciales se clasificaron en pequeños y grandes comercios con distintas subclases asociadas al tipo de actividad y receptores asociados. Como consumidores industriales se estudió una planta de tratamiento de agua y una estación de transporte y almacenamiento de combustible. El segundo modelo realizado en el estudio fue el de 60 receptores de uso común (neveras, compresores, televisores, distintos tipos de lámparas, etc.).

Sin embargo, hay que tener en cuenta que dado que el objetivo del estudio era evaluar el comportamiento de la carga para la CVR, la aproximación cuadrática con la que se calcularon los coeficientes del modelo ZIP se realizó en la región de trabajo de los equipos con la tensión reducida. De modo que el modelo de cargas dado por los coeficientes obtenidos debe usarse en escenarios similares.

La figura 2.5 muestra para cada tipo de receptor dos aproximaciones realizadas, con línea sólida el ajuste de coeficientes en una región de trabajo comprendida entre 130 V

y 100 V, y con línea de puntos entre 130 V y la tensión por debajo de la cual el receptor pierde funcionalidad.

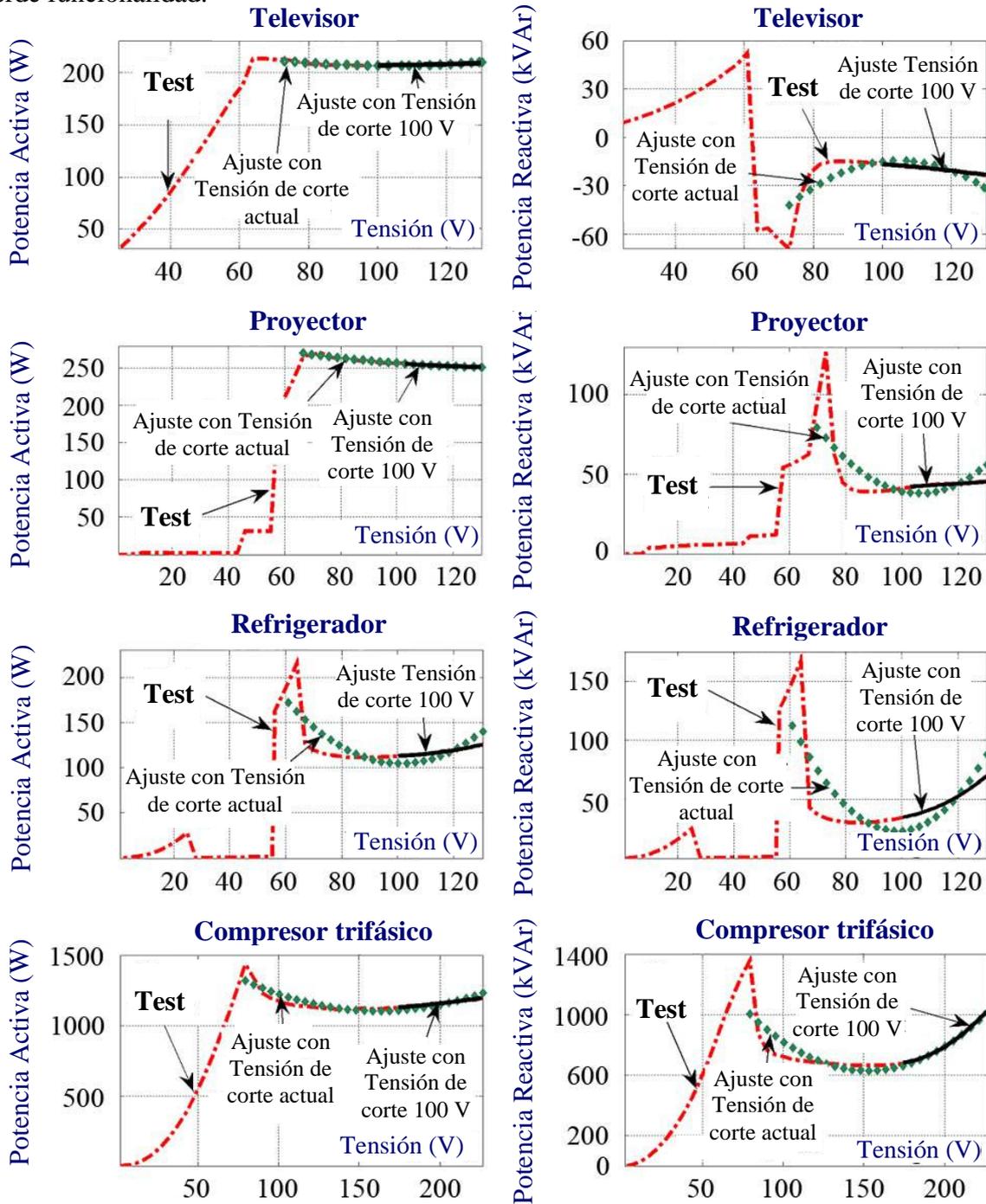


Figura 2.5 Ajuste de coeficientes ZIP para distintos receptores

Fuente: [Bokhari et al., 2014]

La Tabla 2.2 resume los coeficientes de cargas agregadas por tipo de consumidor.

Para cargas con lazo de realimentación como las de calefacción, ventilación o aire acondicionado puede usarse el modelo de parámetros térmicos equivalentes (PTE), en este modelo la demanda del sistema es función de la temperatura, de la humedad, del sol, de la tensión y de los ajustes termostáticos [Kirshner, 1990; Schneider et al., 2011b].

Tipo de consumidor		Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
Residencial	Estrato A	1,5	-2,31	1,81	7,41	-11,97	5,55
	Estrato B	1,57	-2,48	1,91	9,28	-15,29	7,01
	Estrato C	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
	Estrato D	1,31	-1,94	1,63	9,2	-15,27	7,07
	Estrato E	0,96	-1,17	1,21	6,28	-10,16	4,88
	Estrato F	1,18	-1,64	1,47	8,29	-13,67	6,38
Pequeño Comercio	Quiosco	0,27	-0,33	1,06	5,48	-9,7	5,22
	Hamburguesería	0,69	0,04	0,27	1,82	-2,24	1,43
	Lavandería	0,77	-0,84	1,07	8,09	-13,65	6,56
	Óptica	0,55	0,24	0,21	0,55	-0,09	0,54
Gran Comercio	Colegio	0,4	-0,41	1,01	4,43	-7,98	4,56
	Hotel	0,76	-0,52	0,76	6,92	-11,75	5,83
Industrial		1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72

Tabla 2.2 Coeficientes ZIP de cargas agregadas por tipo de consumidor. Tensión de corte 100 V.

Fuente: [Bokhari et al., 2014]

En la referencia [Chen et al., 1995] se propone un programa de cálculo flujo de carga para estimar los efectos de la CVR sobre una línea en Taipower. El programa precisa dos tipos de información, el consumo en función de la tensión y de la temperatura de los principales aparatos y la composición de las cargas describiendo el porcentaje de consumo según cada tipo durante un intervalo de tiempo definido.

En [Markushevich et al., 2012] se empleó un programa de flujo de carga para verificar la relación entre la carga y la tensión calculada mediante un método de regresión.

En [Sunderman, 2012] se modeló la carga como una función exponencial de la tensión en un intento de replicar la operación del sistema con y sin CVR y analizar sus efectos.

En [Schneider et al., 2011a] se incorporó el modelo PTE para representar las cargas con lazo de realimentación en un programa de simulación y analizar los efectos de la CVR.

Los métodos de simulación tienen gran precisión si los modelos representan con exactitud el comportamiento de las cargas. Sin embargo los métodos de simulación actuales están basados en las componentes de las cargas y es muy difícil construir modelos para todas las cargas existentes y emergentes. Resulta más apropiado identificar el modelo de cargas agregadas a nivel de circuito. Además, a pesar de que los efectos de la CVR cambian con el tiempo, los modelos de carga actuales son todos invariantes, lo que afecta a la estimación del factor CVR. Es necesario hacer que el modelo sea adaptativo al comportamiento dinámico de las líneas y las cargas.

2.3.5 Efecto estacional sobre el factor CVR

Los cambios estacionales del CVR_f se deben a las diferentes condiciones meteorológicas y al comportamiento de la población en las distintas temporadas. En la Tabla 2.3 se resumen los resultados publicados del factor CVR por estación. Se reconocen cuatro tipos de

líneas alimentadoras: residencial (*R*), comercial (*C*), industrial (*I*) y mixta (*M*). Los efectos de la CVR cambian entre estaciones debido a que la composición de las cargas varía.

Estudio	Tipo	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
AEP	<i>R</i>	0,79	0,79	0,45	0,87
	<i>C</i>	0,91	1,01	0,64	0,82
	<i>I</i>	0,89	0,83	0,33	0,53
NEEA	<i>M</i>	0,57	0,78	0,60	0,51
HQ	<i>R</i>	N/A	0,67	N/A	0,12
	<i>C</i>	N/A	0,97	N/A	0,80
	<i>I</i>	N/A	0,10	N/A	0,10
BC Hydro	<i>M</i>	0,60	0,77	N/A	N/A

Tabla 2.3 Resultados publicados de CVR_f en distintas estaciones

Fuente: [Wang y Wang, 2013]

Se aprecia que en general el factor CVR en verano es relativamente mayor, mientras que en invierno disminuye. En [Beck, 2007] se sugiere que este fenómeno se debe a que en verano funcionan más cargas relacionadas con motores eléctricos como los de los equipos de acondicionamiento de aire mientras que en invierno predominan las cargas de calentamiento con ciclos térmicos, los efectos de la CVR disminuyen pues este tipo de carga reacciona a la reducción de la tensión aumentando el ciclo de trabajo. Los factores CVR en primavera y otoño se encuentran en medio de los valores en las otras estaciones. Sin embargo los resultados de AEP difieren, no siguen el mismo patrón. Sin duda, es necesario realizar más pruebas para establecer la relación entre los factores CVR y las estaciones del año.

La Tabla 2.4 resume las metodologías empleadas en los estudios publicados. A la hora de evaluar los efectos de la reducción de la tensión de conservación hay dos planteamientos básicos, el primero consiste en determinar cuál habría sido el consumo si no se hubiera aplicado la CVR. Los métodos de comparación basados en modelos de regresión univariable y los modelos de simulación pertenecen a esta categoría. El segundo planteamiento consiste en detectar sensibilidades entre la carga y la tensión. El método de regresión multivariable [Erickson y Gilligan, 1982; Warnock y Kirkpatrick, 1986] es representativo de esta idea.

Referencia	Metodología	Cualidades	CVR _f
Snohomish	Comparación	(+) fácil y directo, (-) depende de la muestra control,	0,50
NU	Comparación	(-) vulnerable al ruido	1,00
AEP	Regresión		0,62
California	Regresión	(+) da sentido físico, (+) posibilidad de predecir los	1,00
NEEA	Regresión	efectos de la CVR, (-) error de la regresión,	0,61
Avista	Regresión	(-) los modelos de las cargas son lineales	0,84
BC Hydro	Regresión		0,70
SCE	Regresión		1,00

Referencia	Metodología	Cualidades	CVR _f
BPA	Síntesis	(+) estimación rápida y predicción de efectos de CVR,	0,99
Australia	Síntesis	(-) es difícil obtener información precisa de las cargas	0,40
EPRI	Simulación	(+) puede ser muy exacto, (-) difícil obtener modelo de	0,70
Taipower	Simulación	cargas preciso, (-) el modelo de las cargas es invariante	0,57

Tabla 2.4 Metodologías empleadas en estudios publicados.
(+) describe cualidades positivas; (-) cualidades negativas

Fuente: [Wang y Wang, 2013]

Sin embargo, la falta de validación es el principal defecto de todas las metodologías de evaluación pues no es posible conocer cuánto consumo habría habido con tensión normal en los períodos en los que se haya aplicado la CVR.

Los métodos de comparación no son muy populares debido a la falta de precisión. Los métodos de síntesis requieren información de la aportación de cada tipo de carga, un dato difícil de obtener. Los métodos de regresión son los más utilizados para evaluar los efectos de la CVR. Los métodos de simulación tienen potencial para ser usados para la validación si el comportamiento de las cargas pudiera modelarse de forma precisa. La tendencia actual es combinar algunos de los cuatro métodos, por ejemplo, usar métodos de simulación para validar los resultados obtenidos con métodos de regresión.

2.4 Implementación

Hasta ahora las técnicas para reducir la tensión han sido en lazo abierto, sin realimentación de la tensión, mediante cambiadores de toma en carga en los transformadores de potencia (OLTC³⁰), compensadores de caída de tensión en la línea (LDC³¹), reducción de la tensión de propagación [Wilson, 2002], reducción mediante condensadores y reducción doméstica de la tensión. Los sistemas SCADA y la infraestructura de medida avanzada (AMI³², contadores inteligentes, telegestionados) ha llevado a algunas empresas distribuidoras a implementar el control de la tensión y de los flujos de potencia reactiva en lazo cerrado con sistemas de control mediante VVC basado en SCADA y VVC basado en AMI. En estos sistemas VVC en lazo cerrado, la reducción de la tensión de conservación pasa a ser un modo de operación que incluye otros objetivos como reducción de pérdidas, mejora del factor de potencia y minimización de la desviación de la tensión. PCS UtiliData® *AdaptiVolt*TM [Wilson et al., 2010] es un ejemplo de producto para VVC en lazo cerrado.

2.4.1 Reducción de tensión en lazo abierto

El método más habitual de implementar la CVR es el que usa OLTC combinado con LDC. Los cambiadores de toma en carga están presentes en casi todos los transformadores de potencia de las subestaciones controlando la tensión secundaria. De modo que no hay que hacer una inversión adicional para mejorar el sistema. Sin embargo, para aplicar la CVR simplemente con OLTC los circuitos deben ser seleccionados cuidadosamente. En circuitos con mucha caída de tensión debe limitarse el alcance de la reducción de tensión.

³⁰OLTC siglas de *on-load tap changer*

³¹LDC siglas de *line drop compensation*

³²AMI acrónimo de *advanced metering infrastructure*

Los compensadores de caída de tensión pueden reducir la tensión media entre un 2% y un 3% [Fletcher y Saeed, 2002]. LDC implica ajustar el control de los reguladores de tensión en la subestación u OLTC para mantener la porción del circuito más distante a la subestación a los niveles de tensión mínimos aceptables al tiempo que se permite que la tensión en el resto del circuito pueda variar más con las condiciones de carga. Aunque LDC permite controlar la tensión fácilmente, tiene algunos inconvenientes. Sus ajustes son difíciles de determinar y no se adapta a la naturaleza dinámica de las cargas y de los cambios de configuración en la red de distribución. Además, como las empresas distribuidoras incluyen cierto margen para asegurarse que la tensión se mantiene por encima de los mínimos reglamentarios, el potencial de reducción de tensión es pequeño, lo que disminuye los efectos de la CVR.

La compensación de la potencia reactiva mediante baterías de condensadores puede usarse para implementar la estrategia CVR coordinándola con el VVC. En una línea alimentadora con cierto factor CVR, una mayor reducción de la tensión dentro del rango permitido lleva a mayor ahorro energético. El alcance de la reducción es limitado en circuitos con caídas de tensión significativas. Instalando baterías de condensadores en diversos puntos a lo largo de la línea es posible mantener el nivel de tensión, corregir el factor de potencia y reducir las pérdidas. La instalación de condensadores en las líneas está ampliamente referenciada [Liang Du et al., 2012], sin embargo en pocos trabajos se relaciona con la CVR. La referencia [Milosevic y Begovic, 2004] propone un algoritmo genético para resolver la optimización multiobjetivo

$$\begin{aligned}
 F &= \min(P_c, P_l, C_I) \\
 \text{s.a.} \quad G(x) &= 0 \\
 H(x) &\leq 0
 \end{aligned} \tag{2.22}$$

donde P_c representa la potencia activa consumida por las cargas modeladas como una función exponencial de la tensión; P_l representa las pérdidas en la línea; C_I es la inversión en baterías de condensadores; x es el vector con las variables de estado del sistema; $G(x)$ representa las restricciones de igualdad del sistema, como puede ser el flujo de carga; $H(x)$ representa las restricciones de desigualdad, como puede ser el rango de tensiones reglamentarias.

La referencia [Krok y Gene, 2011] propone un algoritmo de optimización Volt/Var de dos pasos para la CVR. En el primer paso se programa la actuación de las baterías de condensadores para corregir el factor de potencia y aplanar el perfil de tensión. En el segundo paso se ajusta el OLTC para obtener la reducción de tensión. Georgia Power Company (GPC) [McCarthy y Josken, 2003], Oneida-Madison Electric Cooperative (OMEC) [Triplett y Kufel, 2012] y Snohomish PUD [Kennedy y Fletcher, 1991] implementaron la CVR mediante condensadores y LDC.

En el caso de líneas alimentadoras sin OLTC o reguladores de tensión, las baterías de condensadores pueden utilizarse para reducir la tensión directamente. Pueden facilitar un 1% de reducción de la tensión en la línea [Fagen, 2010]. SCE [Williams, 1995] implementó un sistema de control óptimo de los condensadores en lazo cerrado y logró un 3,8%

de reducción. Sin embargo, este método requiere un gran número de sensores de tensión y condensadores con conexión escalonada que limita su aplicación.

La tensión también puede regularse en los puntos de consumo. Para ello se instala un dispositivo en el punto de conexión a red que regula y reduce la tensión. NEEA [Beck, 2007] instaló estos dispositivos en 395 hogares en su área de servicio con una reducción de tensión comprendida entre 3,5% y 5%. El inconveniente es que la instalación depende del cliente quien además debe hacerse cargo de pagar los costes. Además, las pérdidas en la red de distribución no se reducen pues su implementación no se produce de forma masiva en todos los hogares de la red.

En general, la reducción de tensión en bucle abierto es una vía adecuada y económicamente eficiente de implementar la CVR. Sin embargo presenta tres desventajas:

- Alcance limitado de la reducción de tensión.
- El control de los dispositivos no es óptimo, o no se optimiza de forma sistemática por ser local y no estar interconectados los distintos dispositivos.
- No se adapta a cambios dinámicos de la red de distribución.

2.4.2 Reducción de tensión en lazo cerrado

Los VVC basados en SCADA o en AMI pueden funcionar en modo CVR. El VVC en lazo cerrado aprovecha el acceso a las medidas para determinar las acciones de control Volt/Var más adecuadas durante los distintos períodos de tiempo [Uluski, 2010]. El VVC se estudia en muchas referencias, algunas discuten algoritmos óptimos para implementar la CVR. En [Roytelman et al., 1995] se propone un algoritmo central VVC para obtener ahorro energético en la red de distribución. El algoritmo se basa en métodos de optimización por direcciones conjugadas. Las funciones objetivo incluyen minimizar pérdidas, demanda y número de acciones de control. En la referencia [de Souza y de Almeida, 2010] se usó algoritmo genético mejorado con lógica difusa para resolver la optimización Volt/Var multi-objetivo de pérdidas en la red y caídas de tensión a lo largo de la línea.

Varias empresas eléctricas han implementado VVC en lazo cerrado en sus redes de distribución y las han operado en modo CVR. Inland Power [Global Energy Partners, 2005] y Clatskaine PUD [Wilson y Bell, 2004] implementaron un VVC en lazo cerrado basado en SCADA y lograron un 3% de reducción de la tensión. El despliegue de los contadores telegestionados proporciona medidas y modelos de cada consumidor [Dugan y McGranaghan, 2011]. Como tecnología emergente, algunas empresas eléctricas han usado VVC en lazo cerrado basado en AMI en modo CVR, SCE [Neal, 2010], Dominion Virginia Power [Peskin et al., 2012] y Duke Energy [Belvin y Short, 2012]. La conclusión es que el AMI puede mejorar la operación de la distribución en conjunto, habilitar una optimización de la tensión más precisa y ampliar el alcance de la reducción de tensión, aumentando así los ahorros energéticos de la CVR un 40% más de los que habría sin AMI [Dabic et al., 2010].

Comparada con la reducción de tensión en lazo abierto, las ventajas del VVC en lazo cerrado son claras:

- Optimización sistemática de la reducción de tensión.

- Mayor ahorro energético.
- Adaptativo a los cambios dinámicos de la red.

El único inconveniente radica en su complejidad y elevado coste.

La Tabla 2.5 resume las técnicas de reducción de la tensión implementadas por los distintos estudios publicados. La selección del método que mejor se adapte dependerá de la infraestructura existente en el sistema objetivo, de la disponibilidad de equipamiento y del presupuesto.

Estudio	Metodología	Cualidades	ΔV
California	OLTC	(+) fácil y económico, (-) pequeña reducción de la tensión, (-) sin realimentación de la tensión, se pueden producir subtensiones antirreglamentarias	2,5%
NEEA	LDC	(+) se controla la tensión al final de la línea, (+) mayor reducción de tensión que con OLTC, (-) ajustes complicados, (-) sin realimentación de la tensión, (-) no se adapta a cambios dinámicos	2-3,9%
Australia	LDC		3%
CPUC	LDC		2,5%
Duke	LDC		2%
Snohomish	LDC, COND	(+) se controla la tensión al final de la línea, (+) mayor reducción de tensión que LDC, (+) menores pérdidas de Potencia, aplanamiento de la tensión y mejor factor de potencia, (-) sin realimentación de la tensión, (-) necesidad de coordinación entre LDC y COND, (-) emplazamiento de condensadores complicado, (-) no se adapta a cambios dinámicos, (-) elevado coste.	2,1%
BPA	LDC, COND		4,6%
NU	LDC, COND		3%
GPC	LDC, COND		4,1%
BC Hydro	VVO	(+) mayor reducción de la tensión, (+) más seguro con de la tensión, (+) adaptativo a cambios dinámicos, (-) complicado y con costes elevados	3%
Avista	VVO		2,3%
Dominion	VVO		4%

Tabla 2.5 Técnicas implementadas en estudios publicados.
COND: baterías de condensadores, VVO: VVC en lazo cerrado
(+) describe cualidades positivas; (-) cualidades negativas

Fuente: [Wang y Wang, 2013]

2.5 Generación distribuida y CVR

Integrar la generación distribuida en las redes de distribución es una de las principales tendencias de las redes inteligentes. El impacto de la DG en los sistemas de distribución se ha analizado ampliamente, sin embargo, hay pocos estudios que traten de su relación con la CVR. En [Fagen, 2010] se encontró que la CVR no afecta negativamente a los sistemas fotovoltaicos pues los inversores pueden configurarse para generar potencia constante. Sin embargo, la salida de las energías renovables, ya sea eólica o fotovoltaica, depende de la climatología y no puede predecirse de forma exacta. La integración de DG provoca que el perfil de tensiones a lo largo de la línea pueda cambiar rápidamente y esto puede interferir con el esquema de control y con el rendimiento de la CVR. En [Singh et al., 2011] se simula el impacto de añadir generación fotovoltaica a una línea con CVR. Los resultados mostraron un factor CVR insignificante cuando había una penetración fotovoltaica alta. Esto se

atribuyó a defectos de la estrategia de control para mantener los niveles de tensión en el rango deseado. En [Markushevich y Berman, 2012] se realizaron simulaciones para comprobar que el cambiador de tomas en carga de un transformador que alimenta una línea con una penetración de DG alta variaría mucho debido a la naturaleza estocástica de las salidas de la DG.

Hay dos temas de investigación principales relacionados con la relación entre DG y CVR:

- Tamaño y localización de la DG para reducir pérdidas y mejorar el perfil de tensiones.
- Coordinación entre los sistemas de control de la DG y VVC para optimizar los efectos de la CVR

Hay muchos objetivos que se pueden asociar con el dimensionamiento y localización de la DG, entre ellas, la minimización de las desviaciones del perfil de tensión a lo largo de la línea y la minimización de pérdidas están íntimamente relacionadas con la CVR. En las referencias [Hedayati et al., 2008; Nekooei et al., 2013] se usa el algoritmo metaheurístico de búsqueda armónica y análisis de sensibilidad para obtener el emplazamiento óptimo de la DG con el objetivo de minimizar las pérdidas y la desviación de las tensiones (hay que hacer notar que pocas referencias tienen en cuenta la naturaleza estocástica de la DG cuando resuelven el problema de emplazamiento [Al Abri et al., 2013]).

La inconsistencia de las salidas de la DG tiene impactos sobre el VVC. El VVC tradicional se diseña para reaccionar ante cambios lentos y graduales de las cargas en una línea debido a la reacción lenta de condensadores y OLTC [Carrasco et al., 2006; Yeh et al., 2012]. El carácter aleatorio y rápido de los cambios en la DG requiere un controlador más rápido como puede ser un inversor [Farivar et al., 2011]. La coordinación del VVC y los inversores es un nuevo desafío cuando se aplica CVR a una línea con alta penetración de generación distribuida.

En [Farivar et al., 2011] se propone un algoritmo de control óptimo con dos escalas temporales para la reducción de las pérdidas y de la carga. Para el VVC se diseña una escala temporal de control lenta, mientras que la escala temporal rápida se diseña para los inversores. En [Niknam et al., 2012] se propuso un marco estocástico multiobjetivo para tratar con la naturaleza aleatoria de las salidas DG. Se usaron métodos basados en escenarios y algoritmos evolutivos para minimizar las desviaciones de la tensión y las pérdidas de energía.

2.6 Conclusiones

Con el desarrollo de las redes inteligentes, la reducción de la tensión de conservación es un modo adecuado y económicamente efectivo de ahorrar energía. La CVR la realizan las empresas distribuidoras y por tanto hay que diferenciarla de los programas de respuesta a la demanda incentivados por el precio en los que los consumidores deciden desconectar ciertos aparatos durante periodos punta (de precio alto). A pesar de que la CVR es una idea ya establecida, todavía resta mucho trabajo de análisis y mejora de su rendimiento.

Los métodos de regresión son los más populares para evaluar los efectos de la CVR. Aún así, hacen falta modelos de regresión más sofisticados para mejorar la precisión de la estimación. Las redes neuronales artificiales y las regresiones con máquinas de vectores de soporte se pueden usar para analizar los efectos de la CVR considerando la relación entre las cargas y los factores de impacto.

Los métodos de simulación tienen el potencial para cuantificar de forma precisa los resultados de la CVR siempre que los modelos tanto del sistema como de las cargas se hagan adaptativos a los cambios dinámicos. Estimar los efectos de la CVR analizando la dependencia de las cargas con la tensión es una idea relativamente nueva que puede revelar la naturaleza de la CVR. Cómo identificar esta dependencia de forma precisa es algo que debe ser estudiado. Otra ventaja es la posibilidad de estimar los efectos de la CVR en cualquier momento del test si la dependencia se calcula empleando algoritmos recursivos.

La reducción de tensión en lazo abierto sigue siendo la técnica predominante de implementar la CVR sin embargo la tendencia futura del VVC es de lazo cerrado incorporando información dinámica de la configuración de la red, medidas en tiempo real procedentes de los contadores telegestionados, algoritmos de flujo de carga óptimos y operación en modo CVR. Es preciso estudiar cómo usar la gran cantidad de datos del sistema procedentes de los contadores inteligentes para coordinar un VVC que optimice la operación en tiempo real de todo el sistema.

El impacto de la generación distribuida en la CVR es un campo de investigación emergente. Debe estudiarse cómo mejorar los esquemas de VVC para mantener el perfil de tensión deseado a lo largo de toda una línea con DG. Otro tema a estudiar es cómo coordinar los controles de la DG y VVC para optimizar la CVR, además, considerando la incertidumbre de las salidas de la DG deben utilizarse métodos de optimización estocásticos.

Capítulo 3

Control Volt/Var

Índice

3.1 Antecedentes.....	47
3.2 Elementos de control Volt/Var en las redes de distribución en Canarias	50
3.3 Algoritmos de control Volt/Var.....	57
3.4 VVC en las redes de distribución en Canarias.....	61
3.5 Conclusiones.....	75

En este capítulo se profundiza en una de las funciones más importantes de los sistemas de gestión de la distribución, el control coordinado de la tensión y de los flujos de potencia reactiva. Se describen los elementos que la componen y los algoritmos más frecuentes. Por último, se expone el diseño de un controlador basado en inteligencia artificial para sistemas aislados y los resultados obtenidos con el mismo en una experiencia piloto realizada en una subestación en la isla de Gran Canaria.

3.1 Antecedentes

El propósito de la regulación de tensión en las redes de distribución es mantener en todo momento la tensión de alimentación a los consumidores finales dentro de los márgenes reglamentarios (tanto los equipos de las instalaciones eléctricas como los de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango de tensión, por lo que la operación de los mismos fuera de este rango podría afectar a su funcionamiento o dañarlos). Este objetivo se debe cumplir ante todas las condiciones que se puedan dar en la operación de la red en estado normal, particularmente ante variaciones de la tensión en la red de transporte y ante la fluctuación de la carga conectada a cada línea alimentadora en cada instante.

Variaciones de la tensión en la red de transporte: la tensión en estas redes admite variaciones mayores que en la red de distribución. Los valores admisibles de tensión de la red de transporte en condiciones normales para sistemas eléctricos insulares (se hace referencia al caso de Canarias, por ser el emplazamiento del estudio realizado en esta tesis) y extrapeninsulares están establecidos en el procedimiento de operación P.O. SEIE-1³³, se re-

³³Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.-3.1; P.O.-3.2; P.O.-9 y P.O.-14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O.

flejan en la Tabla 3.1. Estos definen los rangos de las tensiones en los puntos fronteras entre la red de transporte y las redes de distribución. Por lo tanto, será preciso contar con mecanismos de regulación que permitan ajustar la tensión primaria de la red de distribución ante las variaciones que puedan existir en la red de transporte.

Nivel de tensión	Mínimo	Máximo
220 kV	210 kV (95%)	245 kV (111%)
132 kV	125 kV (95%)	145 kV (110%)
66 kV	62 kV (94%)	72 kV (109%)

Tabla 3.1 Márgenes de tensión de la red de transporte en estado normal

Fuente: [Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía]

Fluctuación de la carga conectada: en las horas punta aumenta la intensidad de corriente que recorre las líneas alimentadoras, esto se traduce en una mayor caída de tensión en las líneas y que el valor de la tensión con que se alimenta a los consumidores más alejados de la subestación sea menor. Será preciso disponer de elementos reguladores que eleven la tensión de la línea en horas punta y que la reduzcan en horas valle para evitar la posibilidad de que se produzcan subtensiones o sobretensiones respectivamente.

Por otra parte, las tensiones en una red eléctrica dependen en gran medida del flujo de potencia reactiva en la misma. Dados dos nudos de un sistema eléctrico conectados entre sí, la diferencia entre los valores eficaces de sus tensiones está fuertemente relacionada con el flujo de potencia reactiva entre ellos. A su vez, tanto la caída de tensión como el flujo de reactiva son relativamente independientes del desfase entre los ángulos de ambas tensiones y del flujo de potencia activa entre los dos nudos [Kundur, 1984].

Este desacoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y la caída de tensión por un lado, y el flujo de potencia activa y el desfase angular de tensión por otro, es una regla que suele cumplirse en los sistemas eléctricos, aunque es más pronunciado:

- Si las líneas son muy inductivas.
- Si las líneas no están excesivamente cargadas.

En general, puede afirmarse que la potencia reactiva circula desde los nudos con tensión mayor hacia los nudos con tensión menor. De la misma forma, puede afirmarse que para aumentar la tensión en un nudo hay que inyectar en él potencia reactiva, y para disminuir su tensión hay que extraer potencia reactiva.

Para una operación eficiente el flujo de potencia reactiva debe minimizarse reduciendo las pérdidas por efecto Joule de potencias activa (RI^2) y reactiva (XI^2) en la red a su mínimo práctico.

Las cargas en un sistema eléctrico varían a lo largo del día, y con ellas la demanda de reactiva, por lo que el sistema de control debe operar de forma continua para corregir las desviaciones de tensión. Además, y en la medida de lo posible, la potencia reactiva debe producirse allí donde se necesita con el fin de reducir los gradientes de tensión y las pérdidas del sistema. En este sentido el control de tensión es un control esencialmente local y por ello se ejecuta mediante dispositivos repartidos por todo el sistema.

La interrelación existente entre la tensión y el flujo de potencia reactiva provoca que el control de los mismos deba realizarse de manera coordinada. En la literatura, a este control se le denomina control Volt/Var (VVC³⁴).

3.1.1 Producción y absorción de potencia reactiva

A continuación se relacionan los componentes de un sistema eléctrico que producen o absorben potencia reactiva [Kundur, 1984].

- Generadores síncronos: Pueden generar o consumir potencia reactiva dependiendo de su excitación. Cuando se sobreexcitan producen potencia reactiva, mientras que cuando están subexcitados la absorben. Esta capacidad está limitada por los márgenes de funcionamiento de la máquina. Los generadores síncronos suelen estar equipados con reguladores automáticos que ajustan la excitación para controlar la tensión en el punto de conexión.
- Líneas aéreas: En función de su carga, absorben o generan potencia reactiva. En general, cuando están cargadas absorben reactiva, y cuando están descargadas la generan.
- Cables subterráneos: Debido a su elevada capacidad distribuida, generan potencia reactiva en todas las condiciones de operación.
- Transformadores: Siempre consumen potencia reactiva. Cuando están descargados lo hacen por la reactancia de magnetización, y cuando están cargados por la reactancia en serie.
- Cargas: Normalmente absorben potencia reactiva, si bien depende de la naturaleza de la carga.
- Dispositivos compensadores: Generan o consumen potencia reactiva para contribuir al control de tensión.

3.1.2 Métodos de control de tensión

El control de la tensión se realiza controlando la producción, la absorción y los flujos de potencia reactiva en todos los niveles del sistema. En lo que se refiere a distribución, los dispositivos utilizados pertenecen a alguno de los siguientes grupos:

- Fuentes y sumideros de potencia reactiva tales como condensadores y reactancias conectadas en paralelo, compensadores síncronos y compensadores estáticos (SVCs³⁵).

³⁴VVC siglas de *Volt/Var control*

³⁵SVC siglas de *static var compensator*

- Compensadores de la reactancia de línea, permanentemente conectados, normalmente en líneas largas, tales como condensadores en serie.
- Transformadores reguladores, tales como los transformadores con cambiadores de toma en carga o en vacío y los tipo *boosters*³⁶.

3.2 Elementos de control Volt/Var en las redes de distribución en Canarias

Dado que el trabajo desarrollado en esta tesis se centra en las redes de distribución y está orientado a las estrategias de operación y no al diseño de la red, no se va a entrar en el detalle de todos los métodos de VVC, solamente se describirán los propios de las redes de distribución (el carácter radial de las mismas simplifica el control de tensión) que existen implementados.

3.2.1 Condensadores en paralelo

Constituye un medio sencillo y económico de inyectar potencia reactiva en el nudo en el que se conecta. Típicamente se acoplan en horas punta cuando las tensiones son más bajas.

En la red de distribución se usa para compensar el factor de potencia de las cargas y para controlar el perfil de tensiones. Su principal inconveniente es que su generación de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión (V^2/X_c), por lo que su capacidad de aportar potencia reactiva disminuye cuando las tensiones son muy bajas, precisamente cuando es más necesaria.

En la figura 3.1 se muestra el efecto de conectar un condensador en paralelo, en un punto próximo al consumo. Este compensador genera la intensidad de corriente que contrarresta el efecto inductivo de la carga. De esta forma se reduce el flujo de potencia reactiva desde la generación hasta el punto de conexión del condensador.

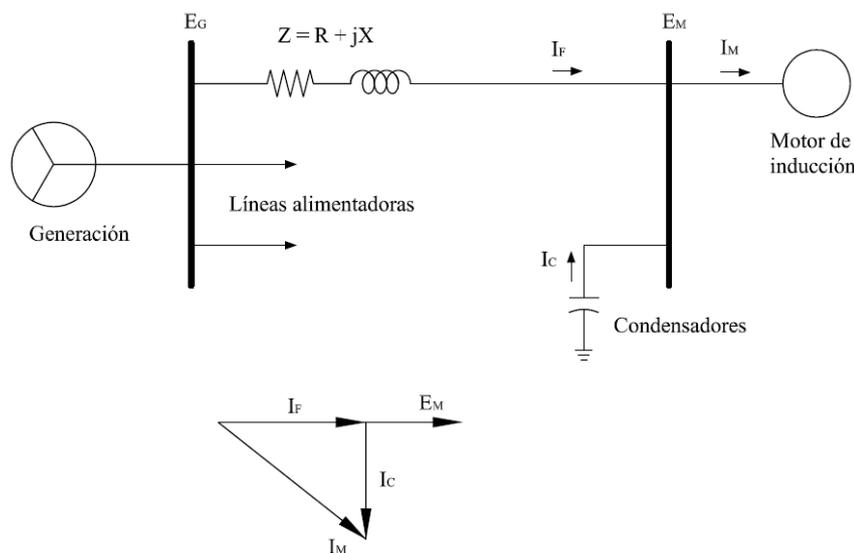


Figura 3.1 Efecto de conectar una batería de condensadores en paralelo.

Fuente: [Westinghouse Electric Co., 1964]

³⁶Transformador con el devanado secundario en serie con la salida hacia la carga que suma o resta tensión

La figura 3.2 muestra el efecto sobre la potencia aparente y la potencia reactiva de conectar una batería de condensadores de potencia Q_C .

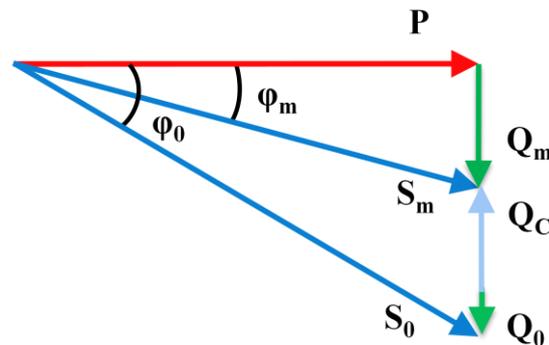


Figura 3.2 Efecto sobre la potencia aparente de conectar una batería de condensadores en paralelo.

Fuente: [Pabla, 2005]

en la que S_0 , Q_0 son las potencias aparente y reactiva sin compensación alguna y S_m , Q_m son las potencias mejoradas tras el acoplamiento de la batería de condensadores. El flujo de potencia reactiva desde la fuente hasta ese punto se ha reducido y el factor de potencia se ha mejorado, pasando de $\cos\varphi_0$ a $\cos\varphi_m$.

La figura 3.3 muestra la relación entre las potencias activa y reactiva con el factor de potencia (F.P.), manteniendo la potencia aparente constante. Permite visualizar de forma intuitiva los beneficios para la red de compensar la potencia reactiva. Además de reducir las pérdidas, se aumenta la capacidad de la red y se reduce el coste de la inversión por cada kW de carga alimentada.

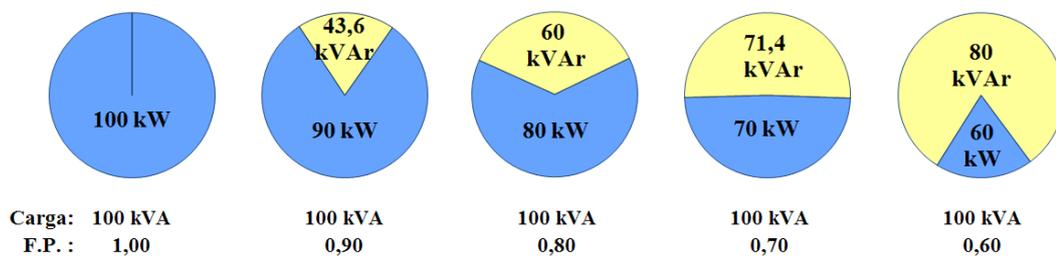


Figura 3.3 Relación entre las potencias activa y reactiva con el F.P. manteniendo la potencia aparente constante

Fuente: [Pabla, 2005]

El alcance de los beneficios derivados del uso de condensadores depende de su localización (en la subestación, en las líneas, en los puntos de consumo), del tipo (fijos o conmutados), del tamaño y del esquema de control (escalonados o en configuración todo o nada).

Al analizar la localización, hay que tener en cuenta que el efecto beneficioso se produce aguas arriba del punto de conexión del condensador. Cuando la compensación se realiza en la subestación AT/MT, se está beneficiando a la red de transporte o de subtransmisión según el caso. En los sistemas eléctricos competitivos donde no exista red de subtransmisión, como es el caso de Canarias, el operador de la red de distribución carece de incentivos para compensar la potencia reactiva en las subestaciones. Sin embargo, aunque en España todavía no se haya reglamentado, es práctica habitual en los países con el mercado

eléctrico liberalizado que se penalicen factores de potencia fuera de rango en puntos frontera entre las redes de transporte y de distribución.

A los efectos de beneficiar a la red de distribución las baterías de condensadores deberían instalarse a lo largo de las líneas en aquellos puntos donde se produzcan problemas de subtensión. Para ello hay que realizar estudios de flujo de carga y determinar las condiciones en esos puntos con cargas mínima y máxima.

Los grandes consumidores, los industriales o grandes comercios, suelen tener baterías de condensadores en su propia instalación, incentivados por el ahorro en la factura eléctrica. La red de distribución se beneficia de esto, sin embargo, al carecer de poder de gestión sobre la conexión de estas baterías, durante las horas valle si estos condensadores no se desconectan, generan sobretensiones que provocan que la red tenga flujos inversos de potencia reactiva, dándole un carácter capacitivo a la red.

En relación con la elección del modo de operación, si con conexión fija o conmutada, dependerá de la variación de la carga y de la tensión en condiciones de carga mínima y máxima. Hay redes que combinan las dos soluciones, dejando un condensador conectado de forma fija que compense el carácter inductivo de la carga mínima y otro condensador conmutado que se conecta cuando la carga supera un determinado valor.

El dimensionamiento de la batería de condensadores se realiza en función de las características de la carga conectada (factor de potencia que hay que corregir) y de la curva de demanda. Es un cálculo que hay que realizar de forma específica para cada instalación.

Respecto al esquema de control, escalonado o en configuración todo o nada, el primero permitirá ir adaptando la compensación de potencia reactiva a la curva de demanda. Con la configuración todo o nada, la batería se podrá conectar a partir de un determinado valor de demanda de potencia reactiva. La primera solución tiene el inconveniente de los costes de la aparatada asociada de protección y control que encarece notablemente esta opción.

En Canarias, el esquema es todo o nada y en general se opera conectando los condensadores cuando la demanda alcanza cierto valor y desconectando cuando baja de cierto umbral. Este ciclo suele darse una vez al día (se conectan alrededor de las 09:00 y se desconectan alrededor de las 23:00 h). Aunque hay alguna instalación que por sus características topológicas y por el gran tamaño de sus baterías, mantiene la compensación de forma fija.

3.2.2 Transformadores con cambio de tomas

Los transformadores con cambiadores de tomas contienen un devanado en el que la conexión puede realizarse a lo largo de distintos puntos, permitiendo una regulación discreta de la relación de transformación dentro de un margen relativamente estrecho. Estos transformadores proporcionan una herramienta sencilla y económica de control de tensión en un sistema eléctrico.

Los cambiadores de tomas son dispositivos que varían la relación de transformación de un transformador, por tanto regularán las tensiones de este transformador. Pueden dividirse en dos tipos fundamentales:

- Cambiadores de tomas sin tensión.
- Cambiadores de tomas en carga.

En las redes de distribución en Canarias se usan transformadores con cambiadores de toma sin tensión en los centros de transformación MT/BT para contrarrestar la caída de tensión en el circuito primario por la longitud de la línea desde la subestación. La figura 3.4 esquematiza la red de distribución y muestra cómo va cayendo la tensión del circuito primario a medida que aumenta la distancia del centro de distribución a la subestación.

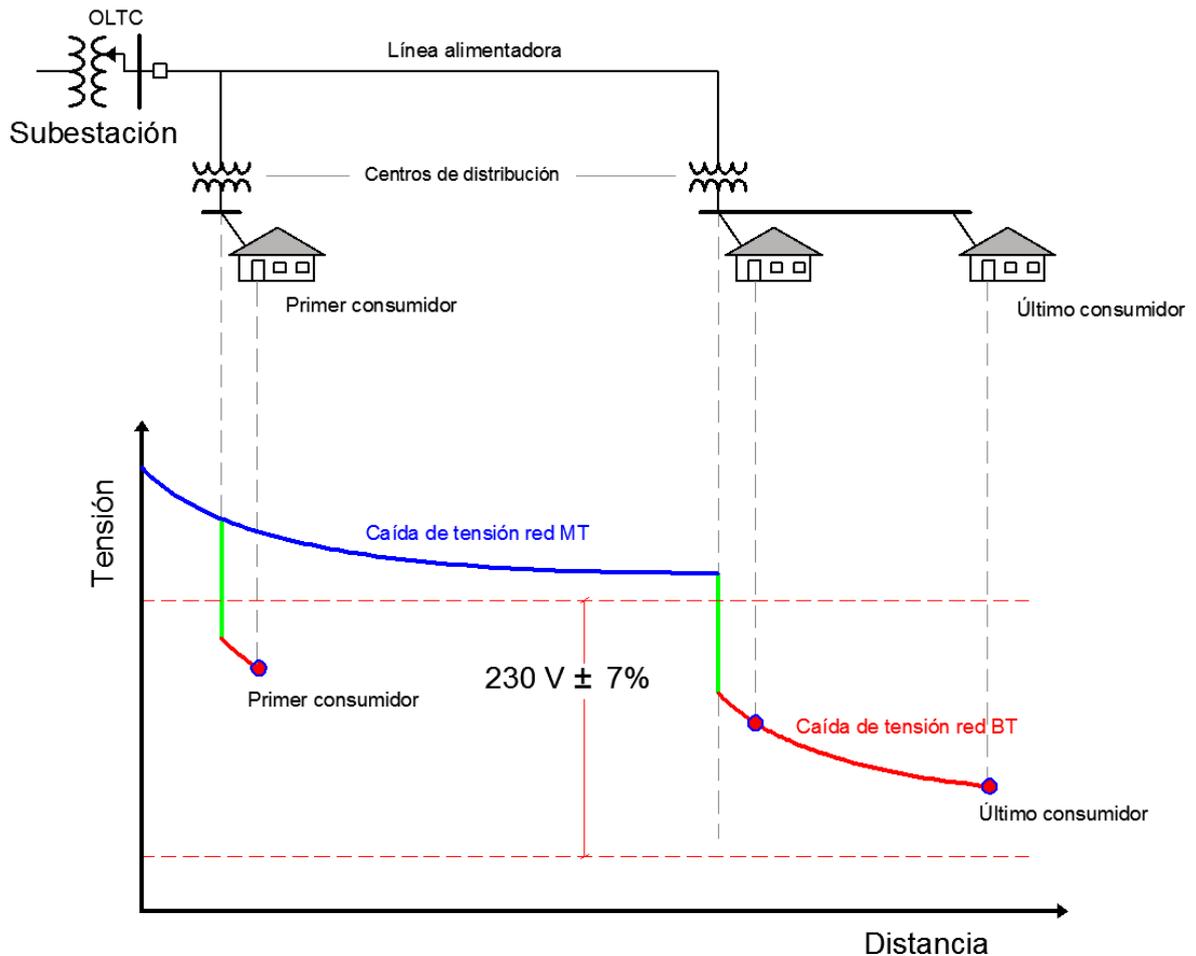


Figura 3.4 Caída de tensión en el circuito primario de la red de distribución.

Fuente: [Elaboración propia]

La operación de cambio de toma sin tensión es manual e implica una interrupción del suministro. No pueden considerarse un elemento de control de la operación de la red.

Más interesantes resultan los transformadores con cambiadores de toma en carga, OLTCs, instalados en las subestaciones para cambiar la posición de la toma y por tanto variar la relación de transformación estando el transformador energizado y en carga. Esta operación se realiza sin interrupción del suministro. Como ejemplo de cómo se realiza la conmutación, la figura 3.5 muestra la secuencia de funcionamiento para el cambio de la

toma 1 a la toma 2 con un cambiador de tomas de tipo bobina de inductancia con selector en carga según se refleja en la Norma UNE-EN 60214-1:2005³⁷.

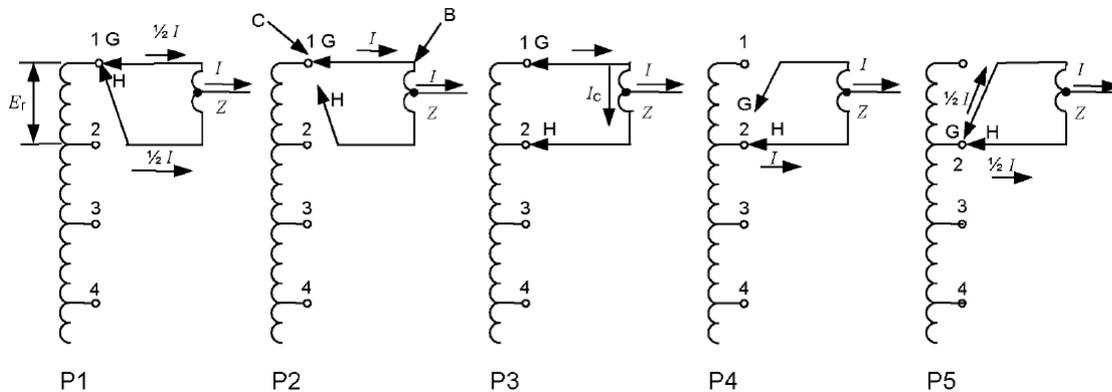


Figura 3.5 Secuencia de funcionamiento para los cambiadores de tomas de tipo bobina de inductancia con selector en carga.

Fuente: [UNE-EN 60214-1:2005]

donde **P1, P2...P5** son posiciones de las tomas de servicio; **B** es la bobina de inductancia; **C** es el selector en carga; **I** es la corriente de carga; **Z** es la impedancia del autotransformador de prevención; **Er** es la tensión de toma; **Ic** es la corriente de circulación ($I_c = E_r / Z$).

El número de operaciones condiciona el mantenimiento de los cambiadores de tomas. Los contactos del preselector se erosionan (figura 3.6) y el fluido en que van sumergidos para reducir el arco entre los contactos (normalmente³⁸ aceite o SF₆) se degrada. Por lo tanto, el número de operaciones del OLTC es un parámetro que debe tenerse en cuenta en el diseño del algoritmo de control Volt/Var.

El cambiador de tomas suele conectarse al devanado primario (el de mayor tensión) del transformador de potencia, pues de esta forma la intensidad de corriente que se conmuta en cada cambio de toma es menor.

La operación del OLTC puede ser manual (de forma local en la subestación o remota desde el centro de control) o automática, en este caso gobernada por un regulador de tensión, que a partir de la medida de la tensión e intensidad en la salida del transformador de potencia envía las órdenes correspondientes al OLTC para elevar o reducir la tensión hasta el valor de consigna prefijado.

El regulador de tensión compara la tensión medida con el valor de consigna ajustado, este el valor de la tensión que desea mantenerse o regularse en ausencia de carga. Cuando la diferencia supera el grado de insensibilidad ajustado, se envía al cambiador de tomas la orden de subir o bajar la toma, en función del signo de la desviación de tensión calculada. La orden se emite de acuerdo a una característica de tiempo que tiene en cuenta el valor de la desviación de tensión y los ajustes de grado de insensibilidad y factor de tiempo. El grado de insensibilidad es la variación de tensión tolerable en una red antes de que el regula-

³⁷UNE-EN 60214-1:2005. Cambiadores de tomas. Parte 1: Requisitos de funcionamiento y métodos de ensayo.

³⁸Las nuevas generaciones de OLTCs tienden a realizar la conmutación en vacío donde el arco es menor que en aceite o SF₆, aumentando la vida útil de los contactos.

dor de orden de cambiar de toma al transformador. Se define para evitar que el cambiador de tomas oscile entre dos tomas cuando la desviación calculada no supera la tensión de toma. El factor de tiempo permite ajustar el tiempo de retardo que depende de la magnitud de la perturbación. Las pequeñas desviaciones de tensión son reguladas muy lentamente, mientras que las desviaciones grandes lo son rápidamente. De esta forma se previenen las sobreactuaciones por oscilaciones de las medidas de la tensión. La figura 3.7 muestra las curvas que relacionan el tiempo de retardo (tiempo base x factor de tiempo) con la desviación de tensión en función del grado de insensibilidad admisible ajustado. Se obtienen a partir de la expresión 3.2.



Figura 3.6 Erosión de los contactos del preselector en un OLTC.

Fuente: [Brasher, 2013]

$$|DV(\%)| = \frac{V_d - V_m}{V_d} \cdot 100 \quad (3.1)$$

$$T_{retardo} = \frac{F_T \cdot 30 \cdot GI}{|DV(\%)|} \quad (3.2)$$

donde $DV(\%)$ es la desviación de tensión expresada en tanto por ciento; V_d es la tensión deseada; V_m es la tensión medida; $T_{retardo}$ es el tiempo que tarda el regulador en ordenar el cambio de toma; F_T es el factor de tiempo; GI es el grado de insensibilidad.

El grado de insensibilidad ajustable suele variar entre 0,4 y 5% del valor consigna. Para poder ajustarlo correctamente es preciso conocer el salto porcentual de tensión entre dos tomas contiguas. Se recomienda ajustar la insensibilidad al valor de la tensión de toma. En cualquier caso, siempre se ajustará una insensibilidad por encima del 60% de la tensión de toma.

Los reguladores incluyen opciones para eliminar la temporización ante maniobras tales como conexión o desconexión de baterías de condensadores, así se puede anular el factor de tiempo cuando la tensión medida supera el ajuste de tensión de retroceso rápido o por la

activación de una entrada digital. En ambos casos el cambio de toma se ejecuta inmediatamente.

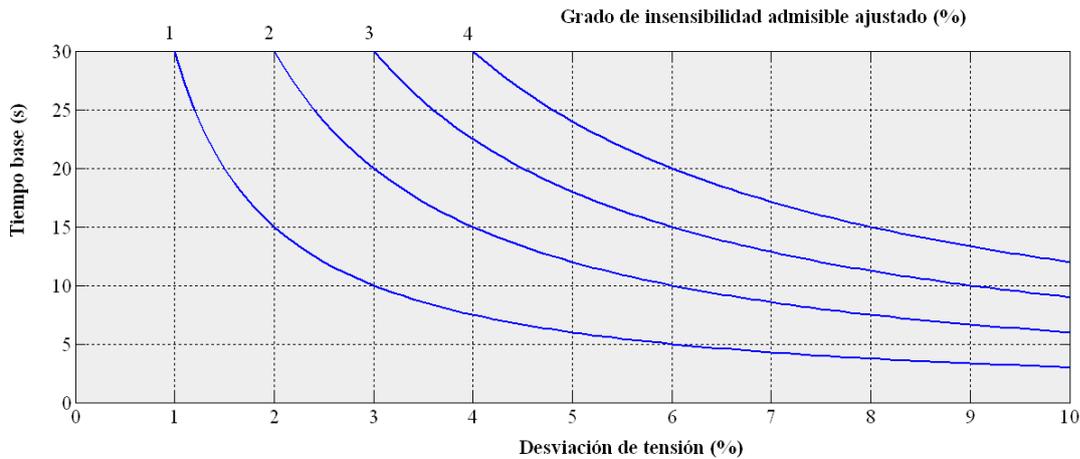


Figura 3.7 Característica retardo-desviación de tensión del regulador.

Fuente: [Elaboración propia]

El objetivo de mantener la tensión en la barra a la que se conecta el secundario del transformador de potencia obedece a la necesidad de mantener constante la tensión en la carga. Dado que la caída de tensión entre la carga y el transformador depende de la corriente aportada por el transformador, hay reguladores de tensión que tienen en cuenta esta corriente y compensan (compundan) la caída de tensión desde el transformador hasta la conexión de la carga.

Este ajuste es el **compundaje de corriente** que modifica el valor de tensión deseado en la barra sumando al valor de consigna el valor de compundaje calculado. El valor deseado se calcula en función de la corriente medida y del ajuste de compundaje como:

$$V_d = V_{consigna} + k_c I_{medida} \quad (3.3)$$

donde V_d , tensión deseada, es el valor que tratará de establecer el regulador y que se utiliza para el cálculo de la desviación de tensión (3.1); $V_{consigna}$ es la tensión de referencia, coincidiría con la tensión deseada si no hubiera carga conectada y por tanto no cayera la tensión; k_c es el ajuste de compundaje de corriente; I_{medida} es la intensidad de corriente medida en el secundario del transformador de potencia.

Cuando existen dos transformadores de potencia conectados a una misma barra, la distribución de corriente entre ambos es, aproximadamente, igual y con un valor, para cada uno, la mitad del que circularía si solo existiera uno de ellos. Para estos casos, los reguladores de tensión disponen de entradas de ajuste de situación en paralelo de los transformadores que dobla el valor de compundaje ajustado, pues de lo contrario, el compundaje de corriente será la mitad del necesario.

Podría haber dos transformadores funcionando en paralelo en la misma instalación con diferente tensión de toma. Si estos transformadores no estuvieran en paralelo, desarrollarían en su secundario una tensión diferente, para una misma tensión de primario e igualdad de sus características de impedancia de vacío y de cortocircuito. Pero cuando los secunda-

rios de estos transformadores se conectan en paralelo, se fuerza a ambos a mantener la misma tensión y como consecuencia de ello, aparece un flujo de potencia reactiva entre ambos transformadores, que será tanto mayor cuanto más desiguales sean las relaciones de transformación. El significado de ese flujo de reactiva es que uno de los transformadores se ve forzado a generar más potencia reactiva de la consumida por la carga y que esta es absorbida por el otro transformador.

El **compundaje de reactiva** tiene como objeto minimizar la diferencia de tomas entre ambos transformadores, para de esta forma reducir el flujo de reactiva generado.

Para obtener un funcionamiento correcto del conjunto, se mide el desequilibrio de la potencia reactiva aportada por ambos transformadores y se introduce en el cálculo del valor deseado de la misma forma que en el compundaje de corriente.

$$V_d = V_{consigna} + k_r \Delta I_{reactiva} \quad (3.4)$$

similar a la expresión (3.3), ahora k_r es el ajuste del compundaje de reactiva y $\Delta I_{reactiva}$ es el desequilibrio de intensidad reactiva y que depende del factor de potencia de la carga.

Si los dos compundajes se aplican de forma conjunta se obtiene el **compundaje combinado** que proporciona el valor que tratará de establecer el regulador como la tensión deseada y cuya expresión matemática es la siguiente:

$$V_d = V_{consigna} + k_c I_{medida} + k_r \Delta I_{reactiva} \quad (3.5)$$

En los ajustes del regulador suele existir el **compundaje máximo**, que limita el compundaje de la tensión a un determinado valor, de forma que si la suma de los compundajes de corriente y de reactiva, o cada uno de ellos por separado supera dicho valor de compundaje máximo, se adopta este último valor de compundaje para el cálculo del valor deseado de tensión.

La conveniencia de contemplar compundaje en la estimación de la tensión deseada depende en gran medida de la localización del regulador, si se trata de una regulación de la tensión en la línea alimentadora o si como en el caso de las redes de distribución en Canarias está en la subestación. En este caso hay que ver las características de las líneas que salen de las barras conectadas al devanado secundario del transformador de potencia, pues la tensión en esa barra es la misma para todas las líneas y un compundaje de corriente por aumento de carga en una línea podría generar sobretensiones en las demás, si no tienen el mismo aumento de la demanda.

En [Cortinas, 1997] se propone el compundaje multivariable, según el cual la tensión de referencia se modifica por medio de un factor relacionado con las intensidades de cabecera de cada una de las líneas que parten de la misma barra, conectada al transformador.

3.3 Algoritmos de control Volt/Var

A la vista de la relación entre la tensión y el flujo de potencia reactiva, las acciones sobre los elementos de control disponibles en la red de distribución: conexión/desconexión de baterías de condensadores y cambio de tomas en el transformador de potencia deben realizarse de forma coordinada.

En [Taylor et al., 2001] se presenta una revisión de los algoritmos y métodos heurísticos para el control Volt/Var con el objetivo de analizar su potencial para el desarrollo de una herramienta optimizada de VVC desde la perspectiva de la planificación y de la operación. Diferencia dos aproximaciones al problema: el enfoque estático con naturaleza instantánea y el enfoque dinámico que optimiza las transiciones de estado. En este último, el problema de control de la tensión y de la potencia reactiva se considera un problema de programación temporal en el que se eviten cambios innecesarios sobre el estado y las salidas de los sistemas de control. Se busca que las transiciones entre los distintos estados y las actuaciones realizadas sigan una trayectoria optimizada. Para cada enfoque se pueden usar técnicas de resolución deterministas o heurísticas.

En esta revisión también se describe la evolución de la función objetivo en los distintos algoritmos de optimización VVC. Inicialmente (década de los 60) el problema se orientó económicamente, la función objetivo era minimizar las pérdidas en la red de transporte. En la siguiente década se potenciaron funciones objetivo relacionadas con la seguridad, como por ejemplo tratar la ausencia de violación de restricciones de forma independiente y que la mejora del perfil de tensiones y la minimización de pérdidas se tratara de forma coordinada. Más recientemente (década de los 90) la formulación de las funciones objetivo se hizo más compleja. Un ejemplo es la maximización de la reserva de potencia reactiva y de la tensión en las cargas. Este enfoque requiere la optimización del despacho de potencia activa y de reactiva de forma coordinada y por lo tanto genera funciones multiobjetivo. También se propuso minimizar los ajustes de los dispositivos de control de potencia reactiva. En la formulación multiobjetivo actual no falta la minimización del número de acciones de control para el despacho de potencia reactiva.

En relación con las técnicas utilizadas para resolver la optimización de la función multiobjetivo con restricciones, la literatura recoge infinidad de propuestas, prácticamente tantas como métodos de optimización y control óptimo, deterministas y heurísticos. A continuación se relaciona una muestra de ellas y se comentan brevemente:

[Baran y Wu, 1989] plantea un problema de programación entera, mixta para el emplazamiento de condensadores en la red con el objetivo de reducir las pérdidas y la demanda punta. Descompone el problema en dos etapas, en la primera determina la localización de los condensadores y en la segunda determina el tamaño y tipo de los mismos.

[Haida y Akimoto, 1991] emplea algoritmos genéticos (GA³⁹) para optimizar las tensiones en la red actuando sobre los condensadores instalados en ella.

[Bridenbaugh et al., 1992] busca la localización adecuada de las baterías de condensadores y el ajuste del cambiador de tomas del transformador para aplanar lo más posible el perfil de tensiones. Propone un proceso iterativo inicial para el ajuste del cambiador de tomas en situaciones de poca demanda. Una vez encontrada la solución que mantiene las tensiones nodales controladas, se procesa en una segunda etapa las condiciones de mayor demanda que ya emplea las baterías de condensadores. El sistema requiere varias iteraciones para encontrar la solución e ignora el cambio dinámico de tomas.

³⁹GA siglas de *Genetic algorithm*.

[Iba, 1994] mediante un GA realiza una búsqueda múltiple de soluciones para optimizar el flujo de potencia reactiva evitando caer en mínimos locales. El algoritmo incorpora los operadores de cruzamiento y mutación de individuos de la población.

[Miranda et al., 1994] propone planificación multietapa de la red de distribución con GA. El enfoque es de planificación más que de operación. Aporta soluciones a la no linealidad del problema y a las funciones multiobjetivo.

[Lu y Hsu, 1995] analiza la programación de la conexión de condensadores y los cambios de toma en el transformador de una subestación en función de la demanda horaria y la tensión en el devanado primario, de modo que se minimice el flujo de potencia reactiva así como la desviación de la tensión respecto a la tensión de consigna en el devanado secundario. Tienen en cuenta los límites de tensión en barras y limita el número de cambios de toma diario. Utiliza programación dinámica.

[Lu y Hsu, 1997] actualizan el trabajo realizado documentado en la comunicación anterior incorporando lógica difusa a la programación dinámica.

[Son, 2000] integra en la función objetivo mantener una reserva de reactiva para cubrir contingencias. Presenta un control coordinado del OLTC y de un SVC. El control primario lo realiza el SVC. El OLTC realiza un ajuste fino.

[Khiat et al., 2003] combina técnicas deterministas (método gradencial del máximo descenso) y heurísticas en forma de reglas para la corrección de violaciones e identificar regiones de búsqueda, para el despacho de potencia reactiva y el control de la tensión en la red de transporte.

[Augugliaro et al., 2004] persigue el control automático de la regulación de la tensión y de la minimización de pérdidas en la red de distribución. Al control de los OLTCs y de las baterías de condensadores añade la reconfiguración de la red y los condensadores en las líneas con el objetivo de minimizar las pérdidas y aplanar el perfil de tensiones. Combina técnicas evolutivas con lógica difusa y funciones multiobjetivo.

[Ramos et al., 2004] emplea algoritmos evolutivos para aproximarse a la frontera de Pareto (en la optimización multiobjetivo la frontera de Pareto representa el punto en que no es posible mejorar un objetivo sin perjudicar al menos uno de los otros). El método propuesto optimiza inversión en compensadores, pérdidas en las redes de transporte y distribución e incluye factores de seguridad en el perfil de tensiones.

[Furong et al., 2005] propone un GA multiobjetivo de codificación entera aplicado a la programación de la compensación de reactiva considerando condiciones de operación normal y de contingencia. Resuelve simultáneamente los problemas de ubicación de los nuevos dispositivos y de operación de los ya existentes. Para el problema multiobjetivo emplea la optimidad de Pareto.

[Gwang y Lee, 2005] coordina el control de un OLTC y un compensador estático, buscando un perfil de tensión en barras adecuado con el menor número de actuaciones del cambiador de tomas. Se generan reglas de actuación del compensador para que haya la mayor reserva posible de potencia reactiva. La posición del OLTC se subordina a las po-

tencias activa y reactiva del transformador. Utiliza redes neuronales artificiales (ANN⁴⁰) con un coste computacional importante en concepto de entrenamiento.

[Montoya, 2009] se aplica un GA para optimizar las tensiones en la red de distribución con técnicas multiobjetivo que además buscan minimizar las pérdidas en la red contemplando el trabajo coordinado de todos los transformadores de la red.

[Trigo et al., 2011] desarrolla una herramienta heurística de decisión combinada con análisis de sensibilidad de la función multiobjetivo con las variables de control para la coordinación del VVC en las redes de transporte y de subtransmisión.

3.3.1 Flujo de carga óptimo

El problema de optimización del control de la tensión y del flujo de potencia reactiva está íntimamente relacionado con el flujo de carga óptimo, OPF. El OPF fue definido en los años 60 como una extensión del problema de despacho económico de carga. Describe una amplia gama de problemas en los que se busca optimizar una función objetivo específica, sujeta a las restricciones que representan los balances de potencia activa y reactiva en los nodos de la red, en función de las tensiones y sus ángulos en las barras.

En [Huneault y Galiana, 1991] se realiza un estudio de la literatura relacionada con OPF. Describe las funciones objetivos que puede considerar un modelo OPF, entre las cuales se pueden mencionar:

- Minimización de los costos por generación de potencia activa.
- Minimización de pérdidas de potencia activa.
- Minimización del cambio en las variables de control.
- Minimización de la potencia no servida.

También expone la gran variedad de técnicas de optimización propuestas para resolver el OPF:

- Programación lineal.
- Versiones híbridas de programación lineal y programación entera.
- Métodos de punto interior.
- Programación no lineal.
- Programación cuadrática.
- Soluciones basadas en condiciones de Newton.

Una función objetivo puede incorporar aspectos económicos, de seguridad o medioambientales. Las restricciones son las leyes físicas que gobiernan a los generadores, el sistema de transmisión, los límites constructivos de los equipos eléctricos y las estrategias operativas. Se trata de un problema de programación no lineal con la función objetivo ex-

⁴⁰ANN siglas de *Artificial neural networks*.

presada como una función no lineal y las restricciones expresadas como ecuaciones lineales y no lineales en igualdad y/o desigualdad.

Los cálculos de flujos de carga óptimo se utilizan ampliamente en la industria eléctrica para diferentes aplicaciones, que van desde estudios de planificación hasta operación de los sistemas. El principal objetivo de un OPF es optimizar las condiciones de operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia. El OPF ajusta las cantidades controlables para optimizar una función objetivo mientras satisface un conjunto de restricciones operativas.

La eficiencia del método en su conjunto depende de forma considerable de la técnica de resolución empleada para el flujo de carga (Gauss-Seidel, Newton-Raphson, método desacoplado). La solución computacionalmente más eficiente suele utilizar el método de Newton-Raphson que resuelve las ecuaciones del sistema eléctrico mediante aproximaciones sucesivas, y aunque necesita valores iniciales cercanos a la solución para converger rápidamente, estas se obtienen del estado de sistema antes de acometer las acciones de control VVC.

3.4 VVC en las redes de distribución en Canarias

Para el control de la tensión y de los flujos de potencia reactiva en las redes de distribución en Canarias, se usa un regulador de tensión que gobierna de forma automática los cambiadores de toma de cada transformador en las subestaciones de acuerdo con lo expuesto en el apartado 3.1.2 y un sistema automático basado en OPF integrado en el sistema de telecontrol con las siguientes funciones objetivo:

- Igualar las relaciones de transformación en transformadores AT/AT en paralelo.
- Corrección de sobretensiones.
- Corrección de subtensiones.
- Compactación de maniobras correctivas.
- Compensación de potencia reactiva en transformadores AT/MT.
- Compensación de potencia reactiva en barras de AT.
- Optimización de relaciones de transformación en transformadores AT/AT.

En estas funciones objetivo subyace el propósito de mejorar las condiciones de operación en las redes de subtransmisión y transporte, reducir las pérdidas en estas redes y al estar automatizado, liberar a los operadores de las tareas de conexión y desconexión de las baterías de condensadores en cada una de las barras MT en la red de subestaciones de la región.

Es notorio que el sistema está pensado para sistemas continentales. En un sistema eléctrico en el que no exista red de subtransmisión, como es el caso canario, los beneficios de este sistema son discutibles. Además, el coste computacional de resolver el flujo de cargas en todos los puntos de la red es elevado, los tiempos de respuesta a situaciones de sobretensión y subtensión son también elevados, excepto en los casos en que se superan los umbrales de vigilancia, en esos casos el sistema de telecontrol genera alarmas que los opera-

dores del centro de control se encargan de resolver actuando de forma manual. Por otra parte, como las oscilaciones de las medidas no son tomadas en cuenta y el tiempo de respuesta del sistema es alto, el estado del sistema en el momento en que se resuelva alguna acción de control puede ser bien distinto del estado en base al cual se realizaron los cálculos.

Otros aspectos tales como la limitación del número de maniobras del OLTC, la curva diaria de demanda o la caracterización de la carga alimentada no se tienen en cuenta.

Dado que el OPF necesita datos de toda la red, no es posible descargar al sistema de telecontrol de estas tareas, no cabe pensar en automatizar la subestación.

3.4.1 Evaluación del VVC actual

El sistema analizado es parte de una subestación de distribución 66/20 kV en servicio. En la figura 3.8 se representa de forma esquemática.

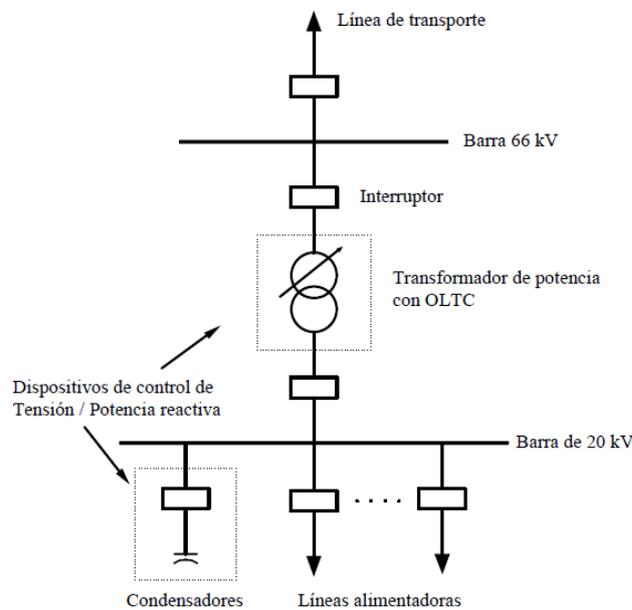


Figura 3.8 Esquema de la subestación 66/20 kV estudiada.

Fuente: [Elaboración propia]

Está compuesto por:

- Una barra de 66 kV a la que llega una línea de transporte.
- Un transformador de potencia de 50 MVA con grupo de conexión Ynd11, equipado con un OLTC en el devanado primario de 22 posiciones (+6 y -15 sobre la toma de valor nominal) con una tensión de toma de 1,46%. En la tabla 3.2 se muestra la regulación del transformador y la relación de transformación resultante en función de la posición que toma el cambiador de tomas en carga, según los datos reflejados por el fabricante en el protocolo de ensayo del transformador.

La tensión que aparece reflejada es la que habría en el primario manteniendo fija la tensión en el secundario a 22 kV. Por eso, al subir el número de posición de la toma y reducir la relación de transformación, la tensión resultante en el primario es me-

nor. Sin embargo, la operación real no es así, es el devanado primario el que determina la tensión en el secundario. Ambas están relacionadas a través de la relación de transformación, según refleja la expresión 3.6 que tiene en cuenta el grupo de conexión estrella-triángulo del transformador:

$$V_{MT} = \frac{V_{AT}}{\sqrt{3}R_i} \quad (3.6)$$

donde V_{MT} es la tensión de línea en el secundario; V_{AT} es la tensión de línea en el primario; R_i es la relación de transformación real que depende de la posición i del cambiador de tomas.

Posición OLTC	Regulación	Tensión AT (kV)	Relación de transformación teórica	Relación de transformación real
22	0,7810	51,5460	1,352	1,355
21	0,7956	52,5096	1,378	1,382
20	0,8102	53,4732	1,403	1,408
19	0,8248	54,4368	1,428	1,431
18	0,8394	55,4004	1,453	1,457
17	0,8540	56,3640	1,479	1,480
16	0,8686	57,3276	1,504	1,507
15	0,8832	58,2912	1,529	1,530
14	0,8978	59,2548	1,555	1,556
13	0,9124	60,2184	1,580	1,579
12	0,9270	61,1820	1,605	1,605
11	0,9416	62,1456	1,630	1,632
10	0,9562	63,1092	1,656	1,658
9	0,9708	64,0728	1,681	1,684
8	0,9854	65,0364	1,706	1,711
7	1	66	1,732	1,734
6	1,0146	66,9636	1,757	1,760
5	1,0292	67,9272	1,782	1,783
4	1,0438	68,8908	1,807	1,809
3	1,0584	69,8544	1,833	1,832
2	1,0730	70,8180	1,858	1,859
1	1,0876	71,7816	1,883	1,882

Tabla 3.2 Regulación del transformador

Fuente: [ABB, protocolo de ensayo del transformador instalado]

En la tabla 3.3 se reflejan los valores de la tensión MT para cada toma del transformador cuando la tensión de línea en el primario es de 66 kV. También se recoge el salto de tensión que se produce entre las distintas tomas (la reducción de relación de transformación que se produce al subir toma provoca una tensión mayor en el secundario). Téngase en cuenta que la tensión AT en condiciones normales puede variar entre los límites reflejados en la tabla 3.1, esto es entre 62 kV y 72 kV, por lo que el salto de tensión entre tomas también variaría.

- Una barra de 20 kV de la que salen 5 líneas de distribución a las que se conectan cargas residenciales, comerciales e industriales. La red de distribución es mallada, aún así, se opera de forma radial.

Posición OLTC	Tensión en MT (kV)	Cambio de toma (kV)	Posición OLTC	Tensión en MT (kV)	Cambio de toma (kV)
22	28,1219		11	23,3487	
		± 0.5494			± 0.3661
21	27,5724		10	22,9826	
		± 0.5092			± 0.3548
20	27,0633		9	22,6277	
		± 0.4350			± 0.3571
19	26,6283		8	22,2707	
		± 0.4752			± 0.2954
18	26,1531		7	21,9753	
		± 0.4064			± 0.3246
17	25,7467		6	21,6506	
		± 0.4613			± 0.2793
16	25,2854		5	21,3714	
		± 0.3801			± 0.3072
15	24,9053		4	21,0642	
		± 0.4162			± 0.2645
14	24,4892		3	20,7997	
		± 0.3567			± 0.3021
13	24,1324		2	20,4976	
		± 0.3909			± 0.2505
12	23,7415		1	20,2471	
		± 0.3928			
11	23,3487				

Tabla 3.3 Tensiones de toma del transformador.

Fuente: [Elaboración propia]

- Una batería de condensadores de 4,2 MVAR conectada a la barra de 20 kV a través de un único interruptor, de modo que la compensación de potencia reactiva está limitada a soluciones del tipo todo o nada.

En la figura 3.9 se muestra la evolución de la tensión en la barra de 20 kV durante un día cualquiera. La tensión de consigna programada en el regulador de tensión es de 21,0 kV. Las vigilancias están establecidas en 20,3 kV y 21,6 kV. Cuando se sobrepasan esos umbrales el sistema de telecontrol alerta a los operadores del centro de control. La resolución con la que se supervisa la medida de tensión en el sistema es de 0,1 kV, es por ello que la curva resulta tan escalonada. Se observa que aunque la tensión se mantiene siempre dentro de los límites de operación, hay picos durante la tarde y durante la noche. Se puede afirmar que fuera de las horas de máxima demanda, el sistema trabaja con sobretensiones, entendiéndolas como valores por encima del valor nominal de consigna.

En la figura 3.10 se presenta el registro de actuación del OLTC ese mismo día. Durante el período analizado el cambiador de tomas actuó sólo 7 veces, además mantuvo la regulación en la toma 2 desde las 23:23:38 h, incluso cuando la tensión alcanzó 21,5 kV, hasta las 07:05:25 h cuando la tensión cayó hasta 20,9 kV.

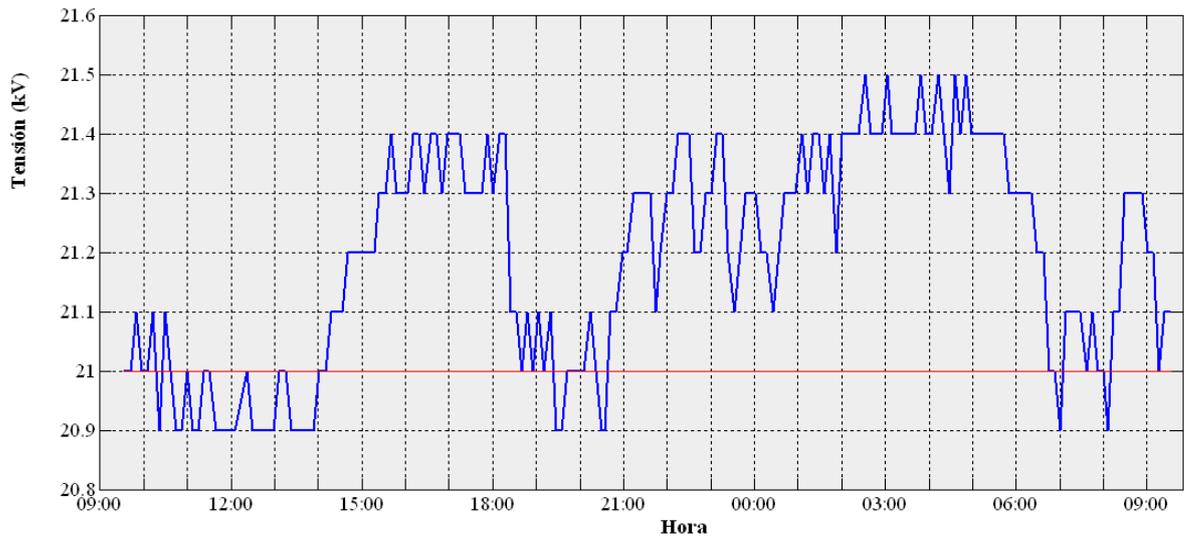


Figura 3.9 Perfil de tensión en barra 20 kV con VVC actual

Fuente: [Elaboración propia]

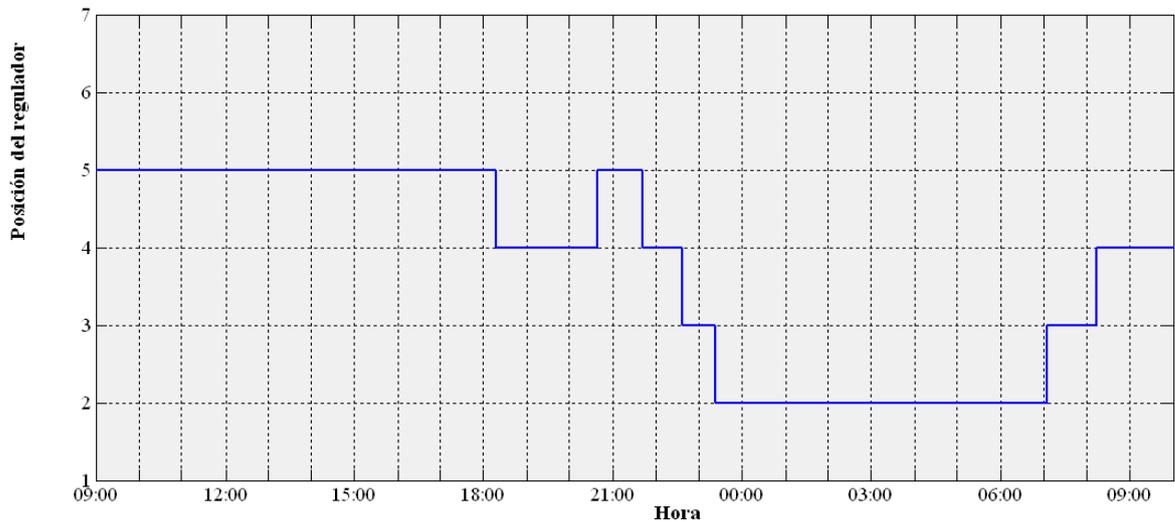


Figura 3.10 Registro de actuación del OLTC con VVC actual

Fuente: [Elaboración propia]

En relación con el flujo de potencia reactiva y el factor de potencia en el transformador, ya se comentó en el apartado 3.2.1 que actualmente no existe un límite específico y el gestor de la red de distribución carece de incentivos para mejorarlo, sin embargo, en aras de reducir las pérdidas en la red de transporte y mejorar el desempeño del transformador de potencia, las buenas prácticas hacen que se persigan valores por encima de 0,98 con carácter inductivo. La figura 3.11 refleja la evolución del flujo de potencia reactiva a través del transformador el mismo día. A partir de las 21:40 h el sentido se invierte, y esta situación se mantiene hasta las 09:10 h. Este adelanto de la corriente respecto a la tensión hace que el transformador de potencia se vea como un condensador inyectando potencia reactiva. Esta situación podría ser ventajosa en horas de máxima demanda, pero no así en horas valle. Como ya se ha discutido, provoca sobretensiones y en última instancia puede generar problemas con la excitación en la generación.

A pesar de todo esto el VVC mantuvo conectadas las baterías de condensadores durante todo el día.

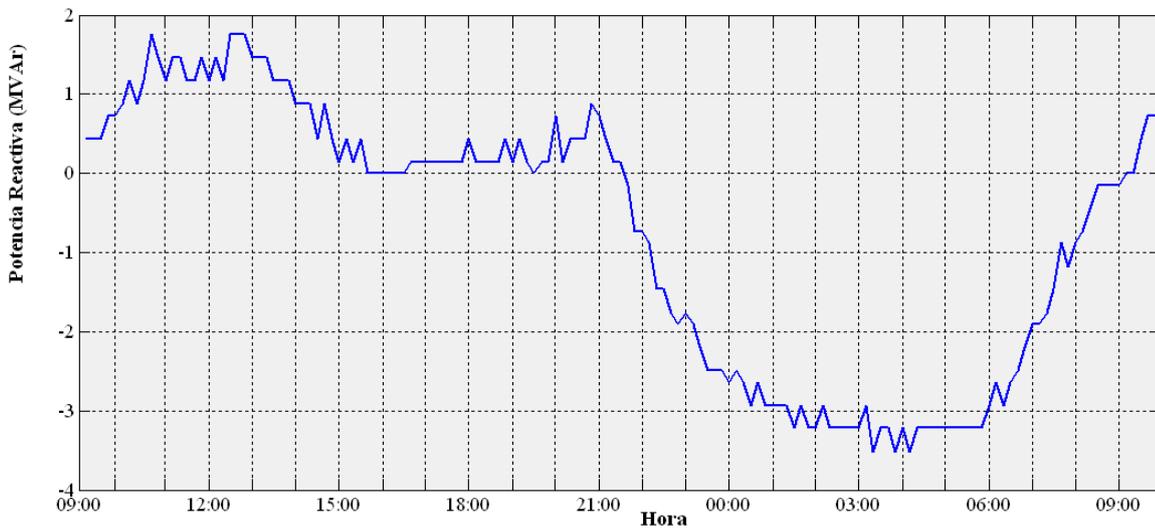


Figura 3.11 Potencia reactiva en el lado MT del transformador con VVC actual

Fuente: [Elaboración propia]

La figura 3.12 muestra la evolución del factor de potencia el mismo día. Se observan valores próximos a 0,93 a las 03:20 h, a las 03:50 h y a las 04:10 h. Desde las 00:00 h hasta las 06:40 h el factor de potencia bajó de 0,98.

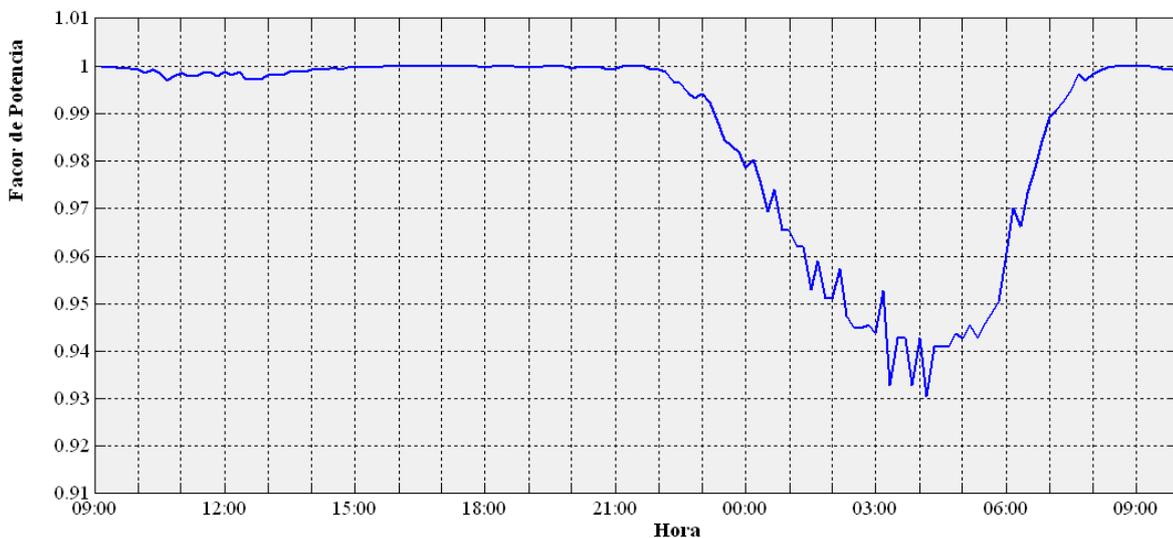


Figura 3.12 Factor de potencia en el transformador con VVC actual.

Fuente: [Elaboración propia]

Es previsible que en el futuro, al igual que en otros países de nuestro entorno con el mercado eléctrico liberalizado, se fijen límites en los puntos frontera entre las redes de transporte y distribución relacionados con el factor de potencia y con el sentido del flujo de potencia reactiva. A partir de ese momento, comportamientos como el reflejado en estas gráficas serán penalizados.

3.4.2 Lógica difusa aplicada al VVC

Ciertamente, los sistemas como el analizado, que refleja el modelo de la distribución en Canarias, disponen de muy pocas opciones de control Volt/Var y no es insensato pensar que un operador experimentado en el centro de control resolvería el VVC al menos tan bien como el sistema actual basado en OPF, si le dedicara toda su atención a esta tarea. Resolvería el problema de control con un tiempo de respuesta menor y probablemente mejor pues más allá de los aspectos de regulación, tendría en cuenta otros factores que afectan de manera indirecta tales como la época del año, la climatología, el día de la semana y su carácter laboral o festivo y la hora del día, factores todos ellos relacionados con la evolución predecible de la carga. También contemplaría el número de actuaciones del OLTC para extender su vida útil. Tampoco obviaría aspectos como la imprecisión, las oscilaciones e incertidumbres dadas por los sensores, transmisores y sistemas de adquisición de datos así como del proceso de digitalización que muestran una visión parcial de la realidad.

El método propuesto para transmitir los conocimientos del operador y sus reglas heurísticas para enfrentarse con el problema de control coordinado de tensión y potencia reactiva a un sistema automático consiste en utilizar la lógica difusa, una herramienta para convertir el razonamiento humano en algoritmos estructurados.

En la literatura es posible encontrar muchas referencias que han propuesto sistemas de inferencia difusa para el VVC [Starrett et al., 1999; Su y Lin, 2001; Rahideh et al., 2006; Miranda et al., 2007], incluso sistemas adaptativos con inferencia neuro-difusa [Ramakrishna y Rao, 1999] que facilitan métodos para el procedimiento de modelado difuso, para adquirir información de los conjuntos de datos y para parametrizar las funciones de pertenencia que mejor se adaptan a los patrones de datos de entrada y salida. La lógica difusa implementada en estos casos se ha orientado a:

- Estimar las sensibilidades de las cargas.
- Encontrar un conjunto de soluciones factibles que mejoran las tensiones en los nudos para después identificar la solución particular que reduce las pérdidas de forma más efectiva.
- Gestionar los recursos de potencia reactiva en una red de transporte.
- Optimizar una función objetivo con variables difusificadas⁴¹ basadas en la predicción de la demanda de potencias activa y reactiva.

Sin embargo, las propuestas de VVC con lógica difusa siempre incluyen una rutina de cálculo del flujo de carga para evaluar el efecto progresivo de las acciones de control hasta que se alcanza algún criterio de finalización.

Es muy probable que cualquiera de estos algoritmos mejore las prestaciones dadas por el VVC basado en OPF que se usa actualmente, no obstante mantiene todas las desventajas que lo desaconsejan para sistemas pequeños y aislados. Asimismo, el cálculo del flujo de carga y el necesario volumen de tráfico de datos asociado no encaja con el propósito de automatización en la subestación.

⁴¹La difusificación o clasificación difusa acondiciona las señales de entrada y les asigna un valor difuso a partir de un conjunto de funciones de pertenencia.

Como solución a este problema, en este trabajo se aporta un sistema de control difuso *on line*, diseñado como herramienta en tiempo real que proporcione la estrategia coordinada de conexión de las baterías de condensadores y de actuación del cambiador de tomas en carga, más adecuada.

El control difuso es una técnica para derivar leyes de control cuando la información se describe en términos lingüísticos. El conocimiento asociado con el problema se expresa en términos de un conjunto de reglas. Estas reglas se obtienen bien de la experiencia de operadores humanos experimentados o bien mediante métodos de aprendizaje a partir de datos empíricos.

En el diseño de un sistema de control difuso se describe en lenguaje natural la secuencia de razonamientos que determinan la solución del problema. Partiendo de esta base se traduce cada paso a reglas del tipo *si-entonces (IF-THEN)*.

La figura 3.13 muestra la estructura básica de un sistema de control difuso. Consta de cuatro etapas: un difusificador que acondiciona las señales de entrada y les otorga un valor en función de su grado de pertenencia a una serie de conjuntos difusos; un conjunto de reglas difusas; un sistema de inferencia (FIS⁴²) que combina los resultados de todas las reglas para definir una decisión; y finalmente la desdifusificación que asigna el valor final a la salida con significado para el control de la planta.

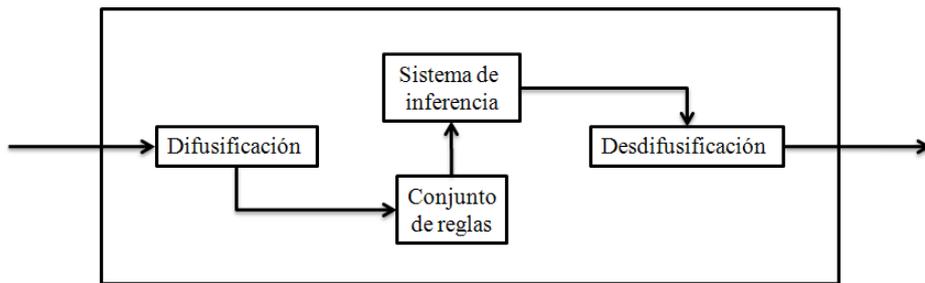


Figura 3.13 Estructura de un controlador difuso

Fuente: [Elaboración propia]

El controlador difuso diseñado actúa directamente a partir de los resultados de su sistema de inferencia, es decir, no se realizan otros cálculos para estimar el estado alcanzable por la red y compararlo con el actual. Como ya se mencionó anteriormente, se asume que cualquier operador experimentado del centro de control resolvería el VVC al menos tan bien como el sistema actual basado en OPF, si le dedicara toda su atención a esta tarea. De modo que el primer paso del trabajo consistió en trasladar los conocimientos y las reglas heurísticas basadas en la experiencia de un operador a un sistema de control difuso.

El proceso seguido consistió en identificar las variables de entrada y salida requeridas, a partir de estas, definir las variables lingüísticas y los rangos de sus valores. Seleccionar los términos lingüísticos para cada variable y expresarlos en conjuntos difusos apropiados. Obtener la secuencia de pasos que describen la solución del problema en forma de reglas *si-entonces* y por último traducir la decisión difusa a un valor real en el dominio de la variable de salida.

⁴²FIS acrónimo de *fuzzy inference system*, en inglés sistema de inferencia difuso.

Las variables de entrada al controlador definidas fueron: tensión en la barra de distribución, flujo de potencia reactiva a través del transformador de potencia medido en el devanado de AT, posición del cambiador de tomas, estado de conexión de la batería de condensadores, número de actuaciones del OLTC y hora del día para identificar las horas punta.

Los conjuntos difusos (lingüísticos) para la entrada tensión de barra fueron: muy baja (**MB**), baja (**B**), baja en hora punta (**BP**), buena (**B**), alta (**A**), alta en hora punta (**AP**) y muy alta (**MA**). En la figura 3.14 se pueden observar las funciones de pertenencia a los conjuntos difusos de la entrada: tensión de barra.

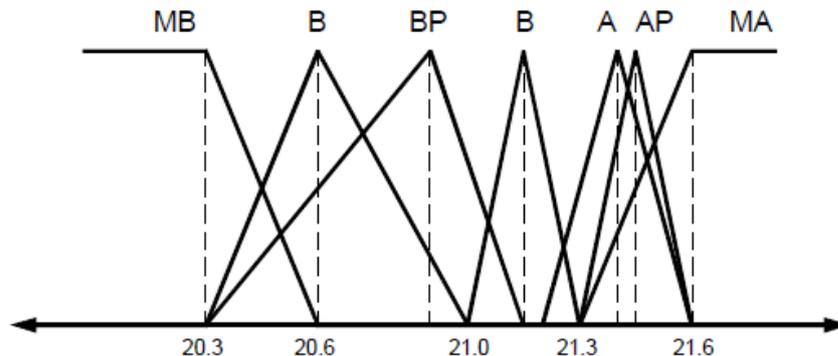


Figura 3.14 Funciones de pertenencia a los conjuntos difusos de la entrada tensión de barra.

Fuente: [Elaboración propia]

Las variables de salida definidas fueron: orden de subir o bajar toma mediante el OLTC y orden de conectar o desconectar la batería de condensadores. La figura 3.15 muestra las funciones de pertenencia de la salida: toma del OLTC.

El sistema de inferencia se diseñó usando Matlab de Mathworks. Fue de tipo Mamdani con las siguientes reglas:

- **SI** (tensión es BAJA) **Y** (potencia reactiva es NORMAL) **Y** (toma no es TOMA22) **ENTONCES** (toma es +1).
- **SI** (tensión es MUY BAJA) **Y** (potencia reactiva es NORMAL) **Y** (toma es NORMAL) **ENTONCES** (toma es +2).
- **SI** (tensión es MUY BAJA) **Y** (potencia reactiva es NORMAL) **Y** (toma es ALTA) **ENTONCES** (toma es +1).
- **SI** (tensión es ALTA) **Y** (potencia reactiva es NORMAL) **Y** (toma no es TOMA1) **ENTONCES** (Toma es -1).
- **SI** (tensión es MUY ALTA) **Y** (potencia reactiva es NORMAL) **Y** (toma es NORMAL) **ENTONCES** (toma es -2).
- **SI** (tensión es MUY ALTA) **Y** (potencia reactiva es NORMAL) **Y** (toma es BAJA) **ENTONCES** (toma es -1).
- **SI** (tensión es BAJA) **Y** (potencia reactiva es ALTA) **Y** (batería es DESCONECTADA) **ENTONCES** (batería es CONECTAR).

- **SI** (potencia reactiva es ALTA) **Y** (toma es NORMAL) **Y** (batería es DESCONECTADA) **ENTONCES** (toma es -2)(batería es CONECTAR).
- **SI** (tensión es ALTA) **Y** (potencia reactiva es BAJA) **Y** (batería es CONECTADA) **ENTONCES** (batería es DESCONECTAR).
- **SI** (potencia reactiva es BAJA) **Y** (toma es NORMAL) **Y** (batería es CONECTADA) **ENTONCES** (toma es +2)(batería es DESCONECTAR).

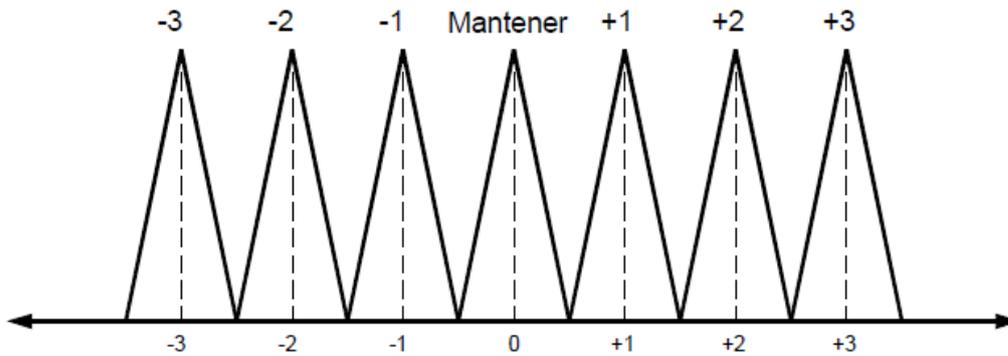


Figura 3.15 Funciones de pertenencia de la salida: Toma del OLTC.

Fuente: [Elaboración propia]

En la figura 3.16 se muestra la evolución de la tensión en la barra de 20 kV durante un día operando con el nuevo VVC diseñado. El día de la semana seleccionado es el mismo que el mostrado en la figura 3.9 en el que el sistema trabajó con el sistema basado en OPF. En concreto es una semana después.

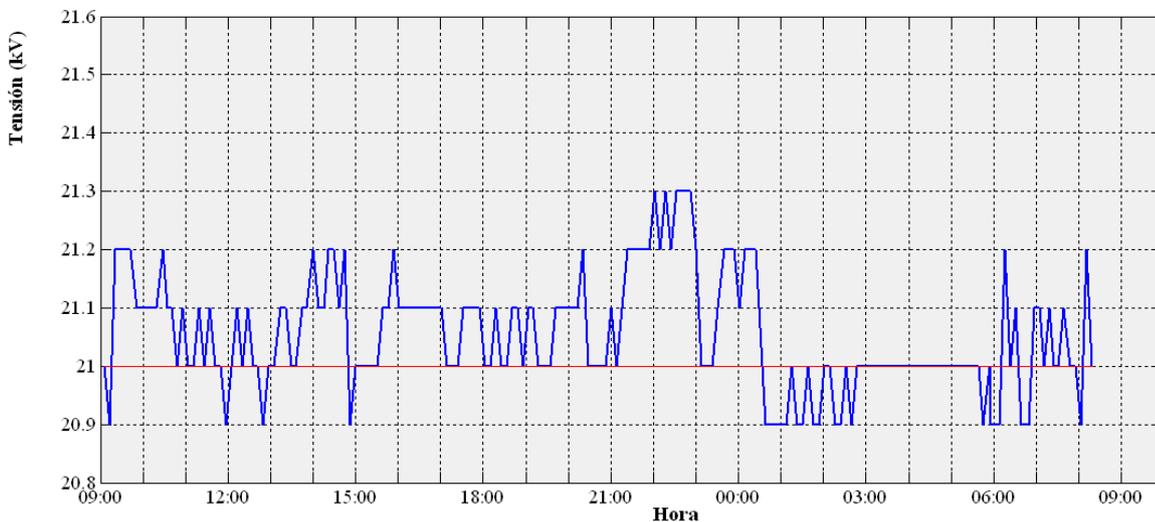


Figura 3.16 Perfil de tensión en barra 20 kV con VVC basado en lógica difusa.

Fuente: [Elaboración propia]

El sistema también se mantiene dentro de los límites de operación y aunque persiste la existencia de algún pico, el perfil de la tensión es mucho más aplanado. Las desviaciones sobre la tensión de consigna, que siguió siendo 21,0 kV, fueron menores.

La figura 3.17 refleja el registro de actuación del OLTC ese mismo día. Durante el período analizado el cambiador de tomas actuó 9 veces, un valor muy por debajo del máximo definido (el número máximo de actuaciones del OLTC se definió en 30 para no afectar su vida útil). En algunos casos la actuación tuvo su origen en coordinar la conexión y desconexión de la batería de condensadores.

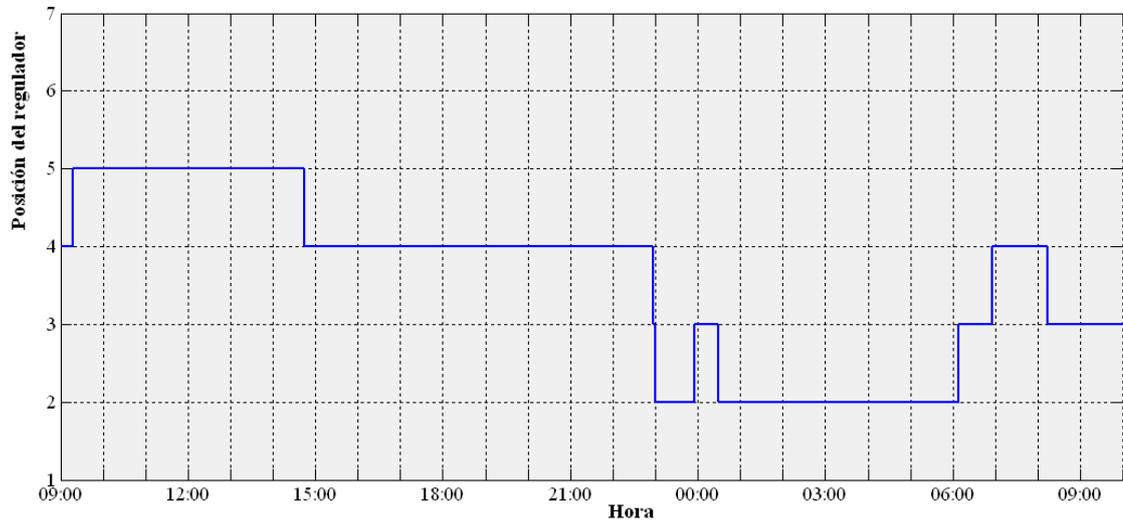


Figura 3.17 Registro de actuación del OLTC con VVC basado en lógica difusa.

Fuente: [Elaboración propia]

En la figura 3.18 es posible observar la evolución del flujo de potencia reactiva a través del transformador el mismo día. El VVC basado en lógica difusa decidió desconectar la batería de condensadores a las 23:55 h. Esa desconexión la coordinó con el OLTC que al mismo tiempo subió una toma para compensar la caída de tensión asociada a la desconexión de la inyección de potencia reactiva. A las 08:13 h volvió a conectar la batería de condensadores.

La figura 3.19 presenta cómo evoluciona el factor de potencia. En ningún momento baja de 0,98. Los valores mínimos se dan a las 23:40 h (0,9803 de carácter capacitivo) y a las 08:00 h (0,9844 de carácter inductivo).

3.4.3 Comparación de resultados

En la tabla 3.4 se recoge el análisis estadístico relativo al desempeño de los dos sistemas VVC (el basado en OPF y el basado en lógica difusa) en lo que se refiere a la regulación de tensión. Para este análisis también se han tomado los datos del día anterior a la prueba con el controlador diseñado en este trabajo. De modo que se presentan los estadísticos de los días 16 y 22 de abril (basados en OPF) y del 23 de abril (basado en lógica difusa).

Los datos de desviación máxima (D_M) y desviación media (D_m) se refieren al valor de la tensión objetivo (21,0 kV). Se han calculado utilizando las expresiones 3.7 y 3.8 respectivamente. (\bar{U}) es la tensión media durante el período analizado.

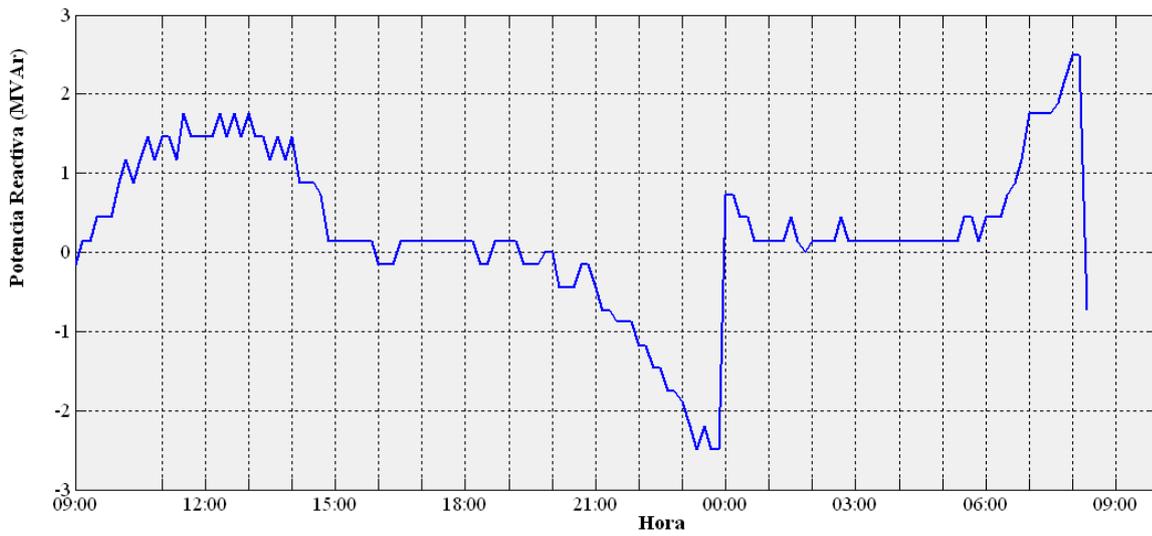


Figura 3.18 Potencia reactiva en el lado MT del transformador con VVC basado en lógica difusa.

Fuente: [Elaboración propia]

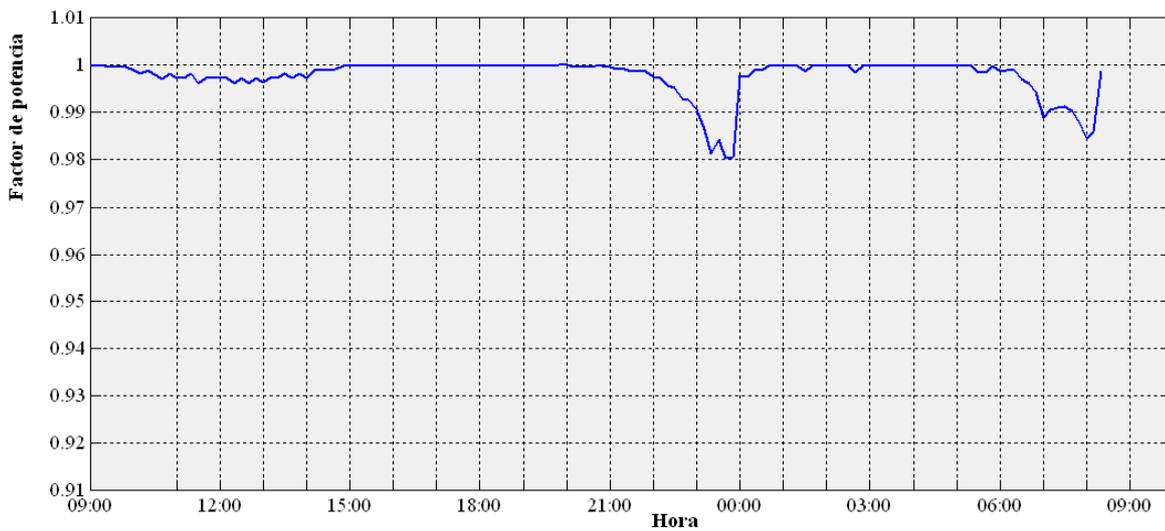


Figura 3.19 Factor de potencia en el transformador con VVC basado en lógica difusa.

Fuente: [Elaboración propia]

	OPF (16 Abr)	OPF (22 Abr)	FIS (23 Abr)
\bar{U}	21,1914 kV	21,2178 kV	21,0537 kV
D_M	0,5000 kV	0,5000 kV	0,3000 kV
D_m	0,2192 kV	0,2251 kV	0,0792 kV

Tabla 3.4 Resumen estadístico de la regulación de tensión con los dos VVC.

Fuente: [Elaboración propia]

$$D_M = \text{Max}|U_i - 21| \quad (3.7)$$

$$D_m = \frac{\sum_{i=1}^n |U_i - 21|}{n} \quad (3.8)$$

donde (U_i) es el valor de la tensión de la medida i , y n es el número de medidas registradas.

La tensión media con el VVC basado en lógica difusa se corresponde exactamente con la tensión objetivo considerando la resolución de esta medida en el sistema de telecontrol. La desviación máxima respecto a la tensión objetivo se ha reducido en 200 V, coincide prácticamente con el valor de la tensión de toma según refleja la tabla 3.3. Al hablar del regulador de tensión en la subestación en el apartado 3.2.2 ya se comentó que el ajuste de una banda de insensibilidad previene las sobreactuaciones por oscilaciones de las medidas de la tensión. Por último, la desviación media respecto a la tensión objetivo se ha reducido un 64,81% (de 225,1 V a 79,2 V).

La figura 3.20 muestra la evolución de las tensiones durante estos tres días, facilita la visualización y comparación de los datos recogidos en la tabla.

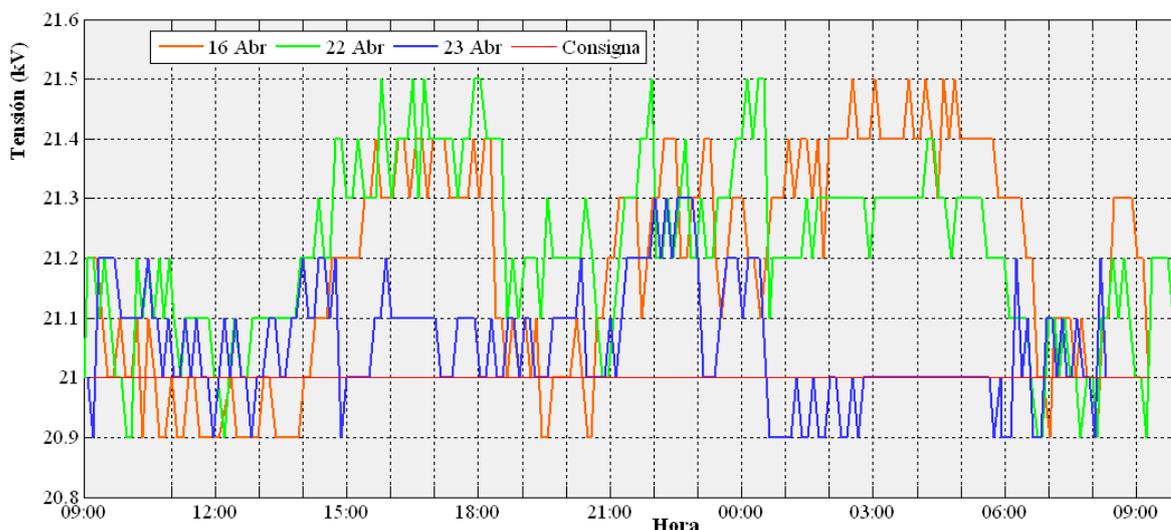


Figura 3.20 Perfiles de tensión en barra 20 kV con VVC basado en OPF y en lógica difusa.

Fuente: [Elaboración propia]

Para completar la comparación de resultados, se realiza a continuación el análisis relacionado con el flujo de potencia reactiva. Los beneficios de la compensación de potencia reactiva se evaluarán comparando las pérdidas por efecto Joule en la red de transporte cuando el sistema opera con el VVC basado en OPF y cuando opera con el VVC basado en lógica difusa. La relación de pérdidas viene dada por la expresión 3.9. Es inversamente proporcional a la relación entre los cuadrados de los factores de potencia.

$$\phi = \frac{Pérdidas_{FIS}}{Pérdidas_{OPF}} = \left(\frac{\cos \varphi_{OPF}}{\cos \varphi_{FIS}} \right)^2 \quad (3.9)$$

Como el factor de potencia no permanece constante durante el desempeño de ninguno de los dos VVC, tampoco lo hace la relación de pérdidas. La evolución de esta relación se representa en la figura 3.21.

Hay instantes en que la relación entre las pérdidas toma valores superiores a la unidad (esto implican pérdidas mayores en el sistema con FIS que el sistema con OPF), esta situación se produce de forma más señalada en los instantes anterior a la desconexión y posterior a la conexión de la batería de condensadores que actúan en base a la política de limitación de recirculación de potencia reactiva integrada en el controlador. La mayor diferencia se produce precisamente entre esos momentos en que el VVC basado en OPF mantuvo la

batería conectada y el basado en lógica difusa la desconectó. Durante ese período se llega a alcanzar una relación entre las pérdidas de 0,8660. Esto implica una reducción de las pérdidas del 13,40%. El resto del tiempo, la relación permanece prácticamente en la unidad. La oscilación está relacionada con las características de las cargas conectadas a la red de distribución cada día y en cada momento.



Figura 3.21 Relación entre las pérdidas en la red de transporte con VVC basado en OPF y en lógica difusa.

Fuente: [Elaboración propia]

La tabla 3.5 presenta los valores de la relación de pérdidas media y la reducción de pérdidas asociada comparando el desempeño de los dos controladores Volt/Var. Se distinguen los valores globales, correspondientes a las 24 horas del día y los valores durante los cuales un controlador mantuvo la inyección de potencia reactiva y el otro la quitó.

	$\bar{\phi}$	Reducción de pérdidas
24h	0,9750	2,50%
23:55:30h a 08:13:19h	0,9312	6,88%

Tabla 3.5 Relación entre las pérdidas en red de transporte con los dos VVC.

Fuente: [Elaboración propia]

La relación de pérdidas media ($\bar{\phi}$) viene dada por la expresión 3.10.

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\cos \phi_{i \text{ OPF}}}{\cos \phi_{i \text{ FIS}}} \right)^2}{n} \quad (3.10)$$

en la que ($\cos \phi_i$) es el factor de potencia de la medida i con cada VVC, y n es el número de medidas registradas.

El controlador Volt/Var basado en lógica difusa y los resultados obtenidos con la experiencia piloto llevada a cabo fueron presentados en el Congreso Internacional de Inteligencia Artificial y Aplicaciones (ARIA-2014) celebrado en Zurich, en enero 2014 [Vega-Fuentes et al., 2014a].

3.5 Conclusiones

En este capítulo se ha destacado la importancia del control coordinado de la tensión y de los flujos de potencia reactiva en la red de distribución. Se discuten los beneficios para el gestor de la red de distribución de limitar los flujos de potencia reactiva en los puntos frontera entre transporte y distribución en los sistemas eléctricos sin subtransmisión.

Se han repasado los sistemas existentes para la producción de potencia reactiva y para la regulación de la tensión profundizando en los implementados en las redes de distribución en Canarias. Se pone en entredicho la bondad de la inyección de potencia reactiva en las barras de las subestaciones en lugar de en los puntos de la red con problemas de subtensión.

Se ha realizado una revisión bibliográfica de los algoritmos de control VVC existentes. Se han verificado las prestaciones del sistema automático de control Volt/Var basado en OPF que opera actualmente y se han detectado deficiencias tanto en la regulación de tensión como en la compensación de potencia reactiva. Como alternativa, se ha propuesto un sistema de VVC basado en lógica difusa como herramienta de tiempo real, en línea.

Se ha realizado una experiencia piloto de un día de duración, gestionando la operación de una subestación en servicio. Con los medios disponibles en la red, el nuevo controlador mantuvo la tensión media exactamente en el valor de consigna teniendo en cuenta la resolución de las medidas en el sistema de telecontrol. La desviación media de la tensión respecto al valor objetivo se ha rebajado un 64,81% (de 219,2 V a 79,2 V).

La reducción de carga computacional ha sido significativa llevando a reducir los tiempos de respuesta ante las condiciones cambiantes de la red.

El factor de potencia visto en el punto frontera entre las redes de transporte y distribución se ha mantenido siempre por encima de 0,98 mejorando ostensiblemente las prestaciones del VVC actual. Las pérdidas por efecto Joule en la red de transporte evaluadas en el conjunto del día se han reducido un 2,5% alcanzándose valores de reducción de las pérdidas de un 13,4% en instantes puntuales.

Se ha aportado una solución automatizada basada en inteligencia artificial para el control coordinado Volt/Var, susceptible de ser integrada en la unidad de control de la subestación, que ya dispone de todos los datos necesarios para realizar la inferencia difusa.

La solución es novedosa por generar las acciones de control a partir de los resultados del sistema de inferencia difusa, directamente sin necesidad de cálculos posteriores de flujo de carga para evaluar los estados alcanzables. Esta ventaja, al mismo tiempo limita el ámbito de aplicación a sistemas eléctricos similares al canario, aislados o que carezcan de red de subtransmisión.

Con esta solución se libera al centro de control de la necesidad de realizar estas tareas y de las cargas asociadas en concepto de tráfico de datos con todas las subestaciones y de procesamiento de los mismos. Sin embargo, se mantiene la opción de monitorizar, supervisar e incluso configurar el sistema de inferencia.

Se elimina la necesidad de equipar con reguladores de tensión cada posición de transformador de cada subestación. Con el consiguiente ahorro asociado no sólo por mejora de

las prestaciones, también en concepto de reducción de la inversión necesaria para la puesta en marcha de nuevas posiciones.

Constituye un paso hacia delante en pro de la automatización de las subestaciones en escenarios como el canario.

Control integrado Volt/Var

Índice

4.1 Antecedentes.....	77
4.2 Metodología.....	78
4.3 Estimación del ahorro.....	81
4.4 Conclusiones.....	93

En este capítulo se propone dar un paso más en la estrategia de control coordinado de la tensión y de los flujos de potencia reactiva hacia la distribución eficiente. En particular se plantea la optimización de la tensión aplicando el concepto de reducción de la tensión de conservación a las redes de distribución en Canarias. Se proyecta una experiencia piloto en la que se utiliza el controlador Volt/Var presentado en el capítulo anterior pero con una consigna de tensión diferente. Se define la metodología del ensayo y la forma de evaluar los efectos. Por último, a partir de los datos que se conocen de la red escenario del experimento, se realiza una estimación del ahorro que se podría obtener con este control integrado mediante extrapolación de los resultados obtenidos y publicados en otros sistemas eléctricos.

4.1 Antecedentes

En el capítulo 2 se realizó una revisión detallada de la reducción de la tensión de conservación, la CVR y se expusieron los beneficios tanto para los consumidores como para la red de distribución de mantener la tensión, en los puntos de consumo, en la mitad inferior del rango permitido.

El estudio realizado en el capítulo 3 muestra que la red de distribución está diseñada para mantener la tensión nominal en las horas de máxima demanda, sin embargo evidencia que durante el resto del tiempo la red opera con tensiones elevadas. Esta circunstancia viene derivada de que hasta ahora, los esfuerzos de desarrollo y mejora de los sistemas eléctricos han estado más orientados a la generación y al transporte, mientras que en las redes de distribución se ha seguido una política de sobredimensionamiento. No ha sido hasta la segregación de actividades, condicionada por la liberalización del mercado y las limitaciones para invertir en infraestructura de red propias tanto de la coyuntura económica global como de la necesidad de buscar beneficios empresariales en la propia actividad de distribu-

ción (actividad regulada independiente en el escenario de los sistemas eléctricos competitivos), que se haya impulsado la búsqueda de eficiencia en la distribución.

En este capítulo se propone reducir la tensión del suministro en los puntos de consumo para ahorrar energía y disminuir la demanda en la red. Se proyecta un ensayo para evaluar los efectos de la CVR en las redes de distribución en Canarias. Dado que las pruebas tendrán lugar en una red en servicio, se realiza un planteamiento conservador en cuanto a la elección de la red piloto y al alcance de la reducción de la tensión para minimizar las posibles incidencias y/o reclamaciones por parte de los consumidores.

En los próximos años, cuando se hayan sustituido todos los contadores eléctricos convencionales por contadores telegestionados y se hayan puesto en marcha los concentradores de comunicaciones en todos los centros de distribución implicados, se podrá habilitar el registro y transmisión de las medidas de tensión, intensidad y potencias activa y reactiva en los puntos de consumo más desfavorables de la red. Con esta realimentación se podrá establecer un planteamiento de reducción de tensión más ambicioso y se podrá plantear en subestaciones con características menos “ideales”.

En la literatura la integración del concepto de optimización de la tensión en el control coordinado de la tensión y del flujo de potencia reactiva recibe el nombre de control integrado Volt/Var.

4.2 Metodología

La pregunta de investigación a la que se quiere dar respuesta en esta tesis es ¿Cuánto ahorro energético y cuánta reducción de la demanda es posible obtener en las redes de distribución eléctrica en Canarias mediante un control integrado Volt/Var?

Los parámetros de la red que dan respuesta a esta pregunta son distintas expresiones del factor CVR: CVR_f (kWh) y CVR_f (kW), ya definidos en las expresiones 2.7 y 2.8 respectivamente. Para estimar estos parámetros se realizará un análisis estadístico siguiendo los pasos que se reflejan en la figura 4.1.

La población objeto del estudio será el consumo eléctrico expresado en kWh y la demanda eléctrica expresada en términos de potencia activa (kW) en una red de distribución determinada. Se asume que las conclusiones que se obtengan del estudio quedarán referidas a la población definida. A posteriori se analizará qué conclusiones y resultados y en qué condiciones, se podrán extrapolar teniendo en cuenta los sesgos inherentes a la elección de la subestación.

Con los criterios conservadores adelantados en el apartado anterior respecto a la seguridad, calidad de servicio prestado a los consumidores y cumplimiento reglamentario de las condiciones de suministro, se busca la selección de una red de distribución sin grandes desequilibrios de fases, en la que el factor de potencia de las líneas no sea muy bajo, sin demasiada caída de tensión en las líneas, en la que la densidad de carga sea más o menos elevada, en la que las caídas de tensión en las distintas líneas conectadas a la barra sean similares y donde la penetración de generación distribuida sea baja. Obsérvese el carácter lingüístico y difuso de los criterios de selección.

Con la ayuda de un operador experimentado del centro de control de media tensión, estos criterios han sido suficientes para elegir un escenario propicio para las pruebas.

Se trata de una red de distribución que mantiene la estructura representada en la figura 3.8 del capítulo anterior. Empieza en un transformador de potencia de 50 MVA (punto frontera con la red de transporte) equipado con un cambiador de tomas en carga y alimenta a 20.112 consumidores con conexión a la red en media o en baja tensión. De la barra de MT parten 5 líneas que bien directamente o a través de centros de reparto alimentan en condiciones normales 104 centros de transformación MT/BT (red mallada operada de forma radial). Para la compensación de energía reactiva existe una batería de condensadores de 4,2 MVar que se conecta a la barra de la subestación a través de un único interruptor

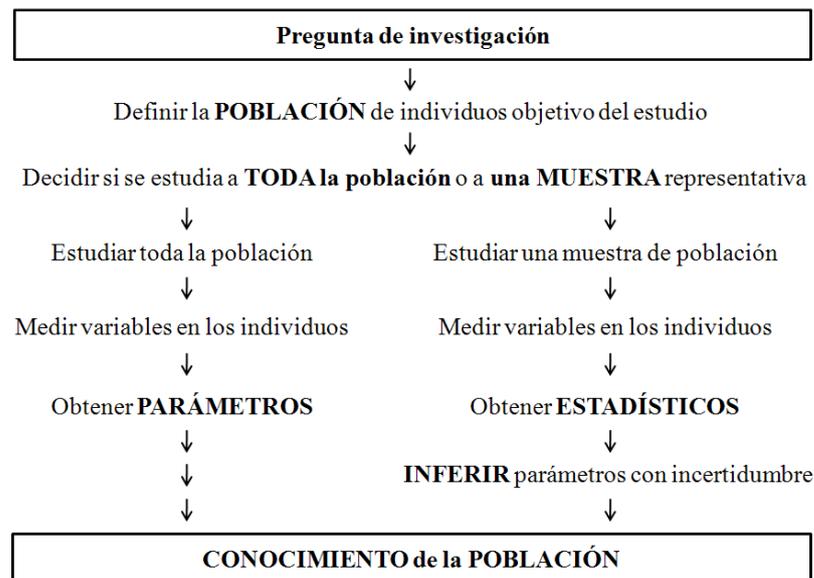


Figura 4.1 Análisis estadístico

Fuente: [Elaboración propia]

La naturaleza de los sistemas eléctricos, la imposibilidad de mantener la CVR en el tiempo y la dificultad para evaluar sus efectos al no poder medir el consumo ni la demanda en la red durante el mismo período con y sin la CVR, fundamenta que el estudio que se plantee sea muestral y no de toda la población.

Por tanto, será preciso introducir el concepto de significación estadística, que hace referencia a la cuestión de determinar estadísticamente si los valores o resultados obtenidos de la muestra (CVR_f (kWh) y CVR_f (kW)), son poco probables, es decir, no pueden explicarse por las fluctuaciones propias de esa muestra y por lo tanto no se deben al azar, sino a factores específicos; en cuyo caso, las conclusiones podrán ser extensibles a la población de la cual derivó la muestra.

La realización del estudio pretende poner de manifiesto si existe o no asociación entre la tensión en la red y la demanda o el consumo. Esta asociación podría ser resultado de que realmente exista la asociación indicada, pero también podría ser producto del azar, de la existencia de sesgos o de la presencia de variables de confusión. Para pronunciarnos en un

sentido u otro, se proyecta evaluar los efectos de la CVR mediante los dos métodos de comparación:

- Comparación de los resultados con los obtenidos en la misma red durante otro período de tiempo con características climatológicas y de carga similares, pero esta vez sin CVR. Se compararán los resultados con los datos registrados el día anterior y con los del mismo día en la semana previa al ensayo.
- Comparación de dos redes de distribución durante el mismo período de actuación. Para ello se selecciona una segunda red con la misma configuración, topología, condiciones y características de carga y que geográficamente esté próxima. En concreto se ha seleccionado la red conectada al otro transformador de potencia existente en la misma subestación y que tiene la misma potencia.

Además de por comparación, en este estudio también se evaluarán los efectos de la CVR mediante un método novedoso desarrollado por el autor durante la elaboración de esta tesis que combina los métodos de comparación y regresión, para inferir una cuantificación creíble del ahorro energético producido por la reducción de tensión.

Los métodos de regresión propiamente dichos se han desestimado en cuanto que los márgenes de error que presentan son del rango del efecto de la CVR y sería difícil discriminar cuál es el ahorro energético real.

Las limitaciones en cuanto a información y caracterización de la carga conectada a la red han hecho descartar la evaluación de los efectos por los métodos de síntesis. La información disponible relacionada con el tipo de consumidor es escasa y poco fiable y las componentes de carga tampoco están bien identificadas.

Los métodos de simulación también se han descartado por la ausencia de modelos de carga contrastados en estas redes de distribución. La elaboración de los mismos, tal como se ha hecho en varias redes de la ciudad de Nueva York [Díaz-Aguiló et al., 2013] o en el noroeste de Inglaterra [Lamberti et al., 2013] en el contexto del proyecto CLASS⁴³ [ENWL, 2012] podría constituir una línea de investigación futura derivada de esta tesis.

En cuanto al alcance de la reducción de la tensión, para determinar cuál debería ser la nueva consigna de tensión para el VVC se ha tenido en cuenta:

- Hay que operar dentro de los límites reglamentarios, manteniendo la calidad del servicio y minimizando el riesgo de quejas de los consumidores.
- El umbral de alarma de subtensión con que trabajan los operadores de la red de distribución es 20,3 kV.
- Las prestaciones demostradas por el VVC basado en lógica difusa presentadas en la tabla 3.4 del capítulo anterior son: una tensión media que coincide exactamente con la tensión objetivo considerando la resolución que presenta esta medida en el sistema de telecontrol, una desviación máxima que coincide con la tensión del toma del OLTC y una desviación media de apenas 79,2 V.

⁴³CLASS acrónimo de *Customer Load Active System Services*, Proyecto de gestión de la demanda eléctrica en las redes de distribución mediante el control dinámico de la tensión.

La consigna de tensión con la que trabajará el VVC será **20,4 kV**. Se trata de una consigna estática pues no se dispone de la medida de la tensión en los puntos más desfavorables de la red. El día que esos datos sean accesibles desde el centro de control, se podrá plantear un esquema de control dinámico, ajustando la consigna hasta el límite sin que se baje en ningún momento de los valores de tensión reglamentarios en los puntos de consumo.

Teniendo en cuenta que la tensión de consigna con la que opera normalmente el centro de control es de 21,0 kV. La nueva consigna supone una disminución de 600 V. Por tanto, la reducción de tensión es de un 2,8571% referida al valor de consigna habitual.

Hay que tener en cuenta que esta cifra de reducción de la tensión corresponde a un valor “bruto” pues se trata de una diferencia entre consignas de controladores diferentes, uno basado en OPF con el que se opera normalmente la red y otro el VVC basado en lógica difusa.

Con los datos registrados de la tensión en barras de la subestación en esta red de distribución, se obtienen los valores promedios que se reflejan en la tabla 4.1 para distintos períodos: el año 2013, el mes en curso (enero 2014) y el último día registrado.

	Día	Mes	Año
\bar{U} (kV)	21,1457	21,1793	21,2025

Tabla 4.1 Tensión media en barras de la subestación

Fuente: [Elaboración propia]

Si se considera una tensión media de 21,15 kV y la nueva tensión va a ser 20,4 kV, el descenso que se estima que se va a producir es de 750 V que suponen una reducción neta del **3,5461%**. En base a este valor se estimará el ahorro a obtener mediante el control integrado Volt/Var.

Por último, para subrayar la importancia de la continuidad del suministro y del compromiso de la prueba piloto de mantener la calidad del servicio al consumidor conectado a la red eléctrica, durante el ensayo se monitorizará el estado de incidencias y reclamaciones de usuarios. Si se verificara la existencia de alguna queja en las líneas afectadas por la prueba relacionada con la reducción de la tensión, se interrumpirá el experimento, se evaluarán las causas y se tratará de tomar las medidas oportunas para poder reiniciar el ensayo en otro momento.

4.3 Estimación del ahorro

La mayor dificultad inherente al análisis de las redes de distribución eléctrica radica en que la carga varía constantemente. Además, cuanto más cerca del punto de consumo se realiza la evaluación, más pronunciados son los cambios. No existe una carga constante en régimen permanente. Cada vez que alguien enciende una luz o conecta un dispositivo la carga que ve la línea alimentadora cambia. La figura 4.2 muestra las curvas de demanda de cuatro consumidores distintos conectados al mismo centro de distribución, ilustra la variabilidad entre consumidores y lo abruptas que pueden ser las curvas de demanda cuando se evalúan en los puntos de consumo.

Las características de carga de cada consumidor son completamente diferentes. El consumo de cada uno es distinto y la demanda máxima individual se produce en instantes diferentes.

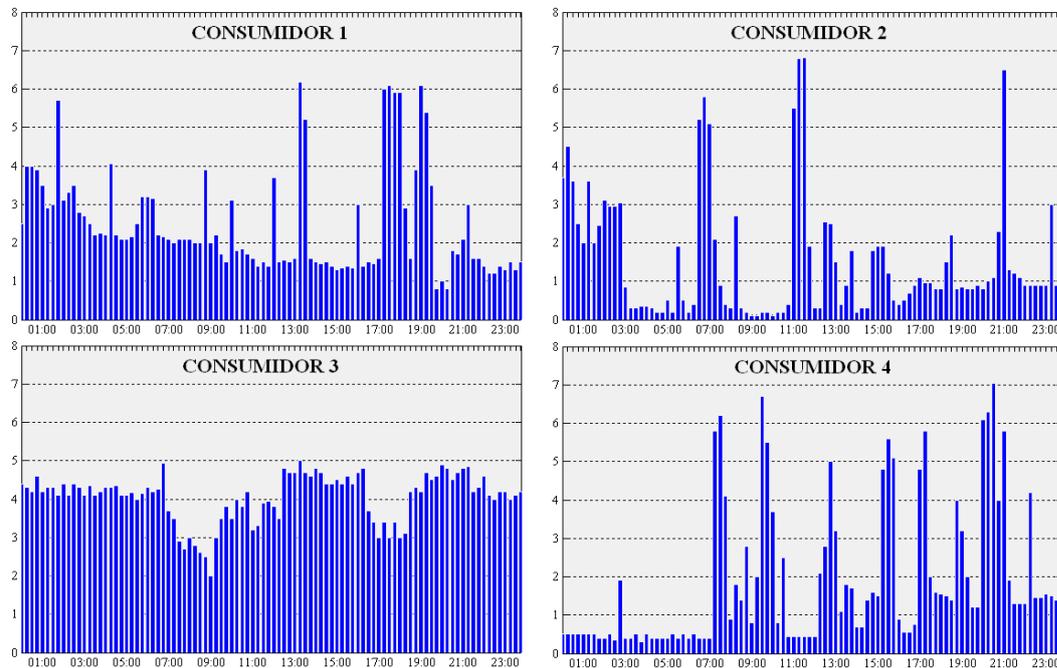


Figura 4.2: Curvas de demanda de 24 h en cuatro puntos de consumo diferentes.

Fuente: [Kersting, 2007]

La tabla 4.2 resume las principales características de los cuatro puntos de consumo de ejemplo presentados en la figura 4.2.

	Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3	Consumidor 4
Consumo (kWh)	58,57	36,46	95,64	42,75
Demanda máxima (kW)	6,18	6,82	4,93	7,05
Hora de demanda máxima (kW)	13:15	11:30	06:45	20:30
Demanda media (kW)	2,46	1,52	3,98	1,78
Factor de carga	0,40	0,22	0,81	0,25

Tabla 4.2 Características de carga en 4 puntos de consumo

Fuente: [Kersting, 2007]

El factor de carga se define en la expresión 4.1, da una idea de la variabilidad de la demanda. En estos ejemplos, sólo el consumidor 3 tiene un factor de carga elevado. Desde el punto de vista del distribuidor, el factor de carga ideal sería 1 pues al fin y al cabo el sistema debe estar dimensionado para conducir la máxima demanda.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda media}}{\text{Demanda máxima}} \quad (4.1)$$

En la medida en que se van considerando más consumidores, mayor será la variabilidad. Sin embargo, cuanto más alejado del punto de consumo se realiza el análisis y si en lugar de evaluar las demandas individuales se evalúa la demanda diversificada (suma de las individuales), la curva resultante se va suavizando (figura 4.3). Es más, si en lugar de considerar la demanda diversificada de cuatro consumidores, o a nivel de un centro de distribución, se considera para la línea alimentadora (figura 4.4) o en barras de la subestación, la curva resultante es todavía más suave. La explicación es simple, cuando hay miles de consumidores conectados a una línea, es bastante probable que al tiempo que un consumidor esté apagando una luz haya otro que esté encendiendo otra y de forma similar con el resto de receptores. Por lo tanto la curva de demanda a nivel de línea no experimenta los cambios tan abruptos que se producen a nivel de curva de demanda de cada consumidor.

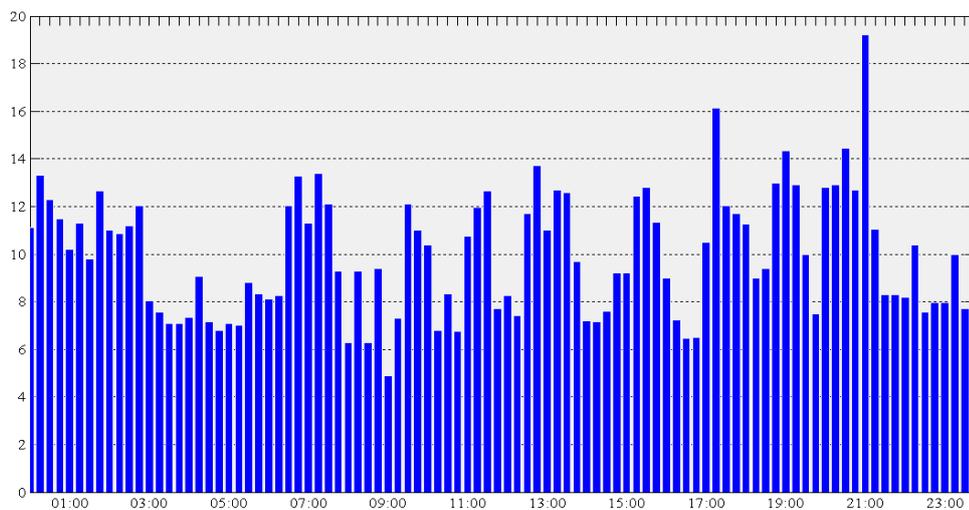


Figura 4.3: Curva de demanda diversificada de cuatro puntos de consumo diferentes.

Fuente: [Kersting, 2007]

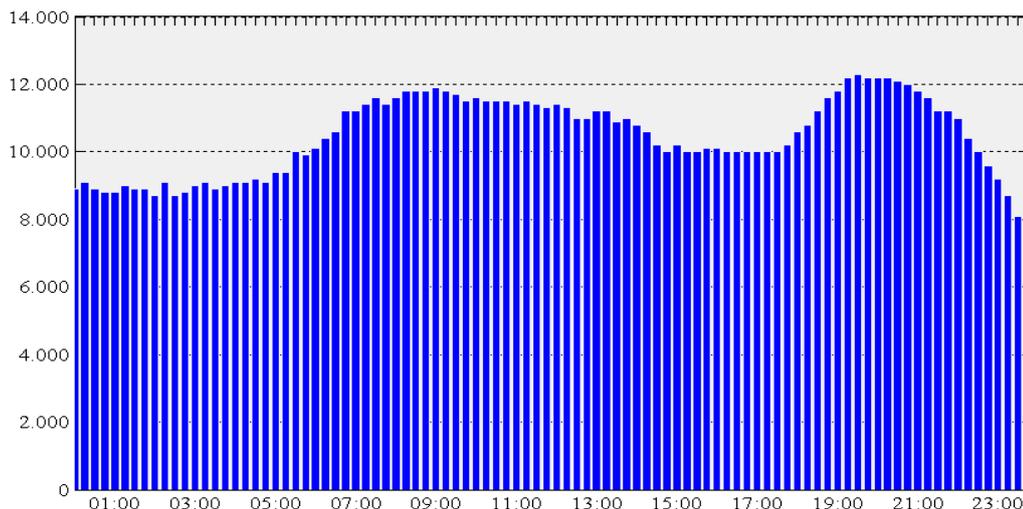


Figura 4.4: Curva de demanda en la línea alimentadora.

Fuente: [Kersting, 2007]

Analizando con más detalle la figura 4.3, se puede observar que la demanda diversificada máxima (19,20 kW) no es la suma de las demandas individuales máximas y de hecho,

se produce en un instante diferente a todas ellas (21:00 h). Esta reflexión conduce al factor de diversidad (DF^{44}), definido por la expresión 4.2.

$$DF = \frac{\text{Demanda máxima no coincidente}}{\text{Demanda diversificada máxima}} \quad (4.2)$$

donde

$$\text{Demanda máxima no coincidente} = \sum_{i=1}^N \text{Demanda individual máxima}_i \quad (4.3)$$

En el ejemplo de los cuatro consumidores, la demanda máxima no coincidente es la suma de $6,18 + 6,82 + 4,93 + 7,05 = 24,98$ kW y el DF viene determinado por el cociente $24,98/19,20 = 1,3010$. La idea que subyace del factor de diversidad es que si se conociera la demanda máxima de cada consumidor, se podría calcular la demanda máxima diversificada.

El valor del DF varía con el número de consumidores y hay que recalcularlo cada vez que se toma en consideración un consumidor más. En la tabla 4.3 se muestra el cálculo de factores de diversidad en otra red diferente a la de los cuatro consumidores mostrados anteriormente. Esta tabla presenta el DF considerando de 1 hasta 70 consumidores.

N	DF												
1	1,00	11	2,67	21	2,90	31	3,05	41	3,13	51	3,15	61	3,18
2	1,60	12	2,70	22	2,92	32	3,06	42	3,13	52	3,15	62	3,18
3	1,80	13	2,74	23	2,94	33	3,08	43	3,14	53	3,16	63	3,18
4	2,10	14	2,78	24	2,96	34	3,09	44	3,14	54	3,16	64	3,19
5	2,20	15	2,80	25	2,98	35	3,10	45	3,14	55	3,16	65	3,19
6	2,30	16	2,82	26	3,00	36	3,10	46	3,14	56	3,17	66	3,19
7	2,40	17	2,84	27	3,01	37	3,11	47	3,15	57	3,17	67	3,19
8	2,55	18	2,86	28	3,02	38	3,12	48	3,15	58	3,17	68	3,19
9	2,60	19	2,88	29	3,04	39	3,12	49	3,15	59	3,18	69	3,20
10	2,65	20	2,90	30	3,05	40	3,13	50	3,15	60	3,18	70	3,20

Tabla 4.3 Factor de diversidad en una red considerando 1 hasta 70 consumidores

Fuente: [Kersting, 2007]

A su vez, la figura 4.5 muestra cómo varía con el incremento de consumidores considerado.

Se observa que a partir de 70 el valor del DF se estabiliza en 3,20. Esta es una observación importante porque refleja que para la red de distribución considerada el valor del factor de diversidad permanece constante cuando se alcanzan 70 consumidores o más. En otras palabras, vista desde la subestación, la demanda diversificada máxima de una línea alimentadora podría predecirse procesando la demanda máxima no coincidente de todos los consumidores alimentados por esa línea y dividiéndola entre el factor de diversidad, en este caso 3,20.

⁴⁴DF, siglas de *diversity factor*

El problema es que para conocer la demanda individual máxima de los distintos consumidores sería preciso realizar un estudio mediante analizadores de red que registraran la potencia consumida por cada consumidor en cada momento. Otra opción sería realizar una estimación de la potencia máxima en función de la energía consumida durante un período de tiempo, pero para que los resultados fueran representativos, habría que clasificar los consumidores según su potencia contratada, su categoría: industrial, comercial o residencial. Para este último grupo, número de personas que residen en la vivienda, nivel socio-económico, etc. En estos momentos no existen estos datos para la red de distribución estudiada pues la relación coste/beneficio es muy elevada. En los próximos años, con la implantación de los contadores telegestionados, será posible activar el registro de la potencia consumida y tener acceso a este dato de tantos consumidores como se desee. Por el momento habrá que buscar otras opciones para estimar estos valores.

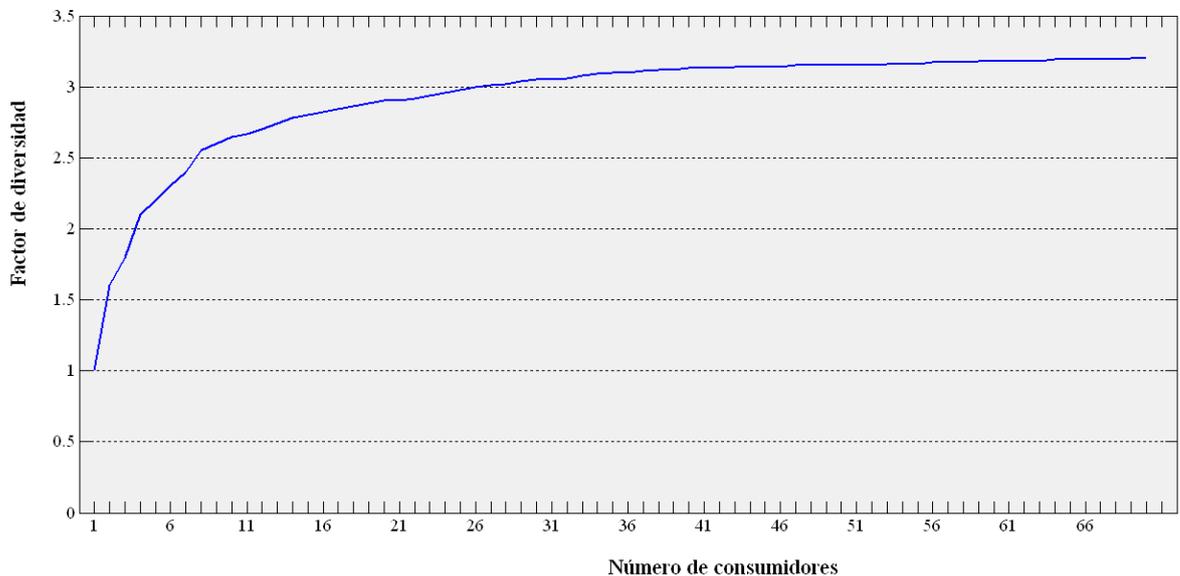


Figura 4.5: Evolución del factor de diversidad con el aumento del número de consumidores

Fuente: [Kersting, 2007]

En las subestaciones es habitual que se realice la medida de la demanda diversificada a nivel de transformador AT/MT y en cada línea alimentadora de la red de distribución. Estas medidas se registran y se transmiten al centro de control, por tanto se puede determinar a cuánto asciende el valor máximo (normalmente potencia activa trifásica total, aunque a veces potencia aparente o intensidad por fase). Por otro lado, las potencias de los transformadores en todos los centros de distribución conectados a una línea alimentadora de la red son conocidas. La demanda total puede repartirse entre los diferentes centros de distribución mediante el coeficiente de asignación (CA) definido por la expresión 4.4 en la que la *Demanda medida* es la potencia activa (kW) o aparente (KVA) medida en la línea y KVA_{total} es la suma de las potencias de todos los transformadores en servicio en los centros de distribución de la red.

$$CA = \frac{\text{Demanda medida}}{KVA_{total}} \quad (4.4)$$

Utilizando este coeficiente y conocida la potencia de la línea en cada momento se puede estimar la demanda diversificada en cada transformador a partir de su potencia nominal ($KVA_{transformador}$) mediante la expresión 4.5

$$Demanda\ diversificada\ transformador = CA \cdot KVA_{transformador} \quad (4.5)$$

Sin embargo para dar validez a este reparto de potencia, los consumos deberían ser homogéneos y del mismo tipo.

Otra opción sería asignar la distribución de potencia de forma ponderada en función del factor de utilización (FU) de los transformadores de distribución, definido por la expresión 4.6.

$$FU = \frac{Demanda\ diversificada\ máxima}{KVA_{transformador}} \quad (4.6)$$

Lamentablemente, se trata de otro dato del que carecemos de información. En su defecto, la mejor aproximación que podríamos hacer sería en base a los datos de potencia contratada y transformador al que está conectado cada consumidor según los datos registrados en los sistemas de gestión del distribuidor, pero aún en el mejor de los casos, el de máxima fiabilidad de estos datos, esto sólo daría una estimación de la demanda máxima no coincidente y se precisaría realizar el estudio de factor de diversidad comentado anteriormente.

La estimación más exacta que se puede realizar del ahorro a obtener mediante la reducción de la tensión de conservación requiere conocer la relación entre la tensión y la potencia o el modelo de coeficientes ZIP, de todos los receptores que se puedan conectar. Además es preciso saber cuáles están conectados en cada instante.

El primer supuesto aunque inabarcable al cien por cien pues cada día surgen en el mercado nuevos tipos de receptores, puede aproximarse en base a los numerosos estudios que recogen los ensayos con los receptores más frecuentes [Chen et al., 1981, 1982; Díaz-Aguiló et al., 2013; Lamberti et al., 2013; Bokhari et al., 2014], sin embargo saber cuál está conectado en cada instante es mucho más complicado.

La aproximación de este dato se puede realizar en base a estudios censales y socio-económicos específicos de la red de distribución en estudio. Censando y modelando los coeficientes de carga ZIP de los consumidores clasificados en industriales, comerciales (pequeños, medianos y grandes) y residenciales (hogares de 1, 2, 3 ó más de 3 miembros) con niveles socioeconómicos bajo, medio y alto. Requiere además la caracterización de las curvas de demanda de cada uno de ellos.

La figura 4.6 ilustra la diferencia entre el comportamiento de la demanda eléctrica de los consumidores residenciales y comerciales. Se puede observar que el pico de demanda del consumidor residencial se suele producir en torno a las 21:00 h mientras que para los consumidores comerciales se suele producir a las 13:00 h.

No se ha encontrado constancia de ningún estudio que se haya realizado en Canarias, en España o en alguna red con características similares cuyos resultados se pudieran extrapolar, con todos estos datos. Ya se comentó en el apartado referente a la metodología del

ensayo que realizar esta caracterización de las cargas y los consumidores podría ser una línea de investigación futura derivada de esta tesis.

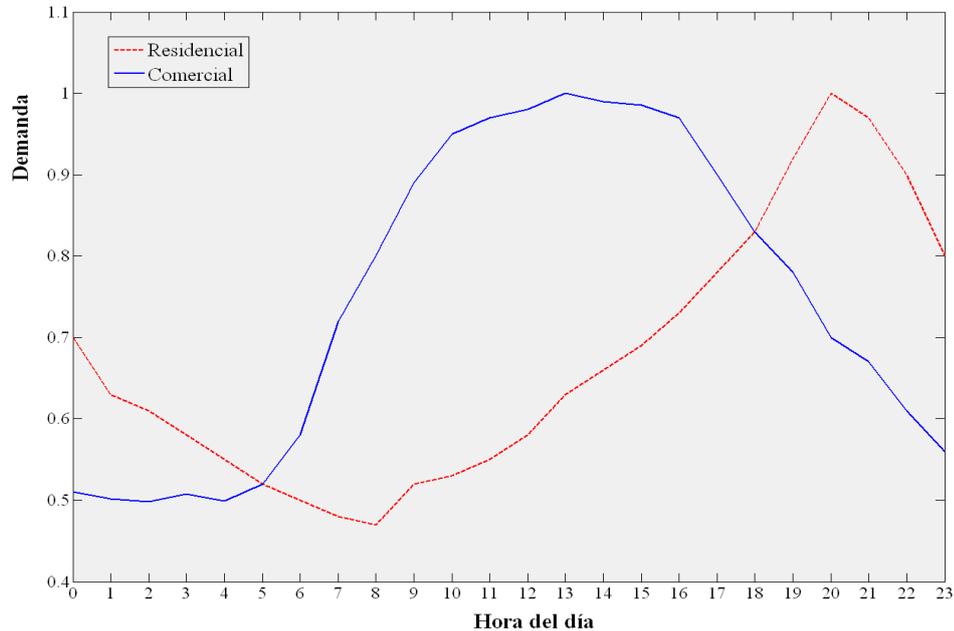


Figura 4.6: Patrones de curva de demanda diaria de consumidores comerciales y domésticos.

Fuente: [Díaz-Aguiló et al., 2013]

En su defecto, para obtener una estimación de los efectos de la CVR antes de su implementación se utilizarán métodos de síntesis. Aunque aproximados por la incertidumbre de los datos, permitirán adelantar cifras de los valores de ahorro en consumo y reducción de demanda a obtener.

No ha sido posible recopilar datos precisos de la participación de los distintos tipos de carga en nuestra red piloto, por tanto se desconoce la proporción de cargas de impedancia constante y no será posible aplicar la expresión propuesta por [Ellens et al., 2012] en el estudio de cuantificación de ahorro energético mediante CVR y que se expuso en el capítulo 2. Si que permite adelantar que el máximo CVR_f (kWh) es 2.

Sin embargo, si se ha podido obtener la característica del tipo de consumidor declarado, asociado a cada centro de transformación de la red. La tabla 4.4 presenta la distribución de potencia contratada clasificada por tipo de consumidor, asociada a cada transformador en cada una de las cinco líneas alimentadoras o salidas de parque. El resultado de integrar todos los consumidores conectados a la red proporciona la siguiente distribución: consumo residencial 68,32%, comercial 27,76% e industrial 3,92%.

En base a estos datos se realiza la primera aproximación del factor CVR utilizando la expresión 2.18 que es una combinación lineal del CVR_f aportado por cada tipo de consumidor.

$$CVR_f = 0,6832 \cdot CVR_R + 0,2776 \cdot CVR_C + 0,0392 \cdot CVR_I \quad (4.7)$$

Los valores de CVR_f se han tomado de la tabla 2.1 que resume los resultados publicados de distintos tipos de consumidores. Como existe cierta variabilidad, se han tenido en cuenta los valores mínimo, medio y máximo de cada tipo de consumidor y aplicando 4.7 se

C.T.	SALIDA PARQUE 1			SALIDA PARQUE 2			SALIDA PARQUE 3			SALIDA PARQUE 4			SALIDA PARQUE 5		
	Residencial	Comercial	Industrial	Residencial	Comercial	Industrial	Residencial	Comercial	Industrial	Residencial	Comercial	Industrial	Residencial	Comercial	Industrial
1	105,00	18,40	0,00	183,60	118,50	10,40	852,70	116,70	0,00	85,00	0,00	0,00	0,00	451,00	0,00
2	509,20	119,80	0,00	0,00	79,00	0,00	540,00	45,40	23,00	86,60	162,30	0,00	1.304,00	190,10	3,30
3	0,00	144,50	0,00	789,90	15,00	0,00	859,80	49,40	0,00	156,00	0,00	0,00	1.184,20	154,60	5,00
4	1.409,80	7,20	0,00	1.229,10	75,70	0,00	567,30	39,40	0,00	348,10	198,80	0,00	333,60	373,40	0,00
5	501,20	50,20	0,00	1.370,80	222,20	11,20	1.438,80	232,60	13,50	541,60	127,60	0,00	429,10	203,80	0,00
6	689,10	75,50	13,20	893,00	60,10	0,00	1.784,70	77,90	6,90	920,60	157,60	2,20	1.175,10	406,20	27,00
7	644,30	112,10	5,00	1.057,70	138,10	54,10	1.068,70	293,90	13,80	192,40	815,50	0,00	0,00	98,00	0,00
8	1.606,60	118,10	8,20	399,60	26,00	0,00	673,20	159,90	10,60	0,00	693,00	0,00	459,90	252,00	24,30
9	1.284,70	65,40	0,00	1.117,00	21,90	6,00	1.262,90	105,40	3,70	1.085,50	255,70	49,80	0,00	230,00	0,00
10				500,90	39,40	0,00	1.409,60	173,70	101,50	792,00	413,40	56,50	0,00	250,00	0,00
11				1.033,40	86,10	0,00	889,70	386,40	2,60	1.025,30	581,30	11,00	638,90	589,20	8,60
12				723,60	459,30	0,00	1.191,40	455,60	104,00	0,00	445,00	0,00	260,20	650,10	0,00
13				523,70	21,00	0,00	1.090,70	222,40	1,90	1.205,50	141,30	21,70	0,00	210,00	0,00
14				522,50	78,80	0,00	1.108,30	184,30	0,00	693,50	770,50	18,90	623,40	560,90	3,80
15				612,20	49,20	10,00	1.060,10	494,00	0,00	435,20	842,80	14,50	1.163,30	834,40	66,50
16				1.447,10	134,90	17,20				0,00	693,00	0,00	791,60	623,40	22,40
17				0,00	140,00	0,00				0,00	520,00	0,00	306,80	943,00	8,00
18				72,00	57,80	9,20				0,00	0,00	906,00	384,00	505,80	25,60
19				0,00	0,00	1.850,00				1.842,90	577,60	60,00	726,60	732,70	5,50
20				0,00	831,00	0,00				2.279,40	419,90	125,10	359,30	451,50	44,20
21				656,60	35,30	0,00				1.445,90	146,90	24,00	479,30	1.081,90	16,40
22				2.476,00	75,40	0,00				1.345,40	444,70	16,10	168,60	107,80	0,00
23				684,50	45,80	3,30				727,70	162,40	41,70	368,60	415,60	0,00
24				1.448,40	146,30	0,00				0,00	0,00	160,00	306,70	550,40	69,40
25				2.127,90	273,50	11,00				0,00	380,00	0,00	349,40	441,50	4,00
26										815,20	428,50	11,00	935,40	1.002,30	16,90
27										140,00	258,00	0,00	524,60	253,90	0,00
28													893,40	377,30	15,30
kW	6.749,90	711,20	26,40	19.869,50	3.230,30	1.982,40	15.797,90	3.037,00	281,50	16.163,80	9.635,80	1.518,50	14.166,00	12.940,80	366,20
%	90,15%	9,50%	0,35%	79,22%	12,88%	7,90%	82,64%	15,89%	1,47%	59,17%	35,27%	5,56%	51,56%	47,10%	1,33%
TOTAL	106.477,20 kW														
	RESIDENCIAL			72.747,10 kW			68,32%			COMERCIAL			27,76%		
	INDUSTRIAL			4.175,00 kW			3,92%								

Tabla 4.4 Distribución de la potencia contratada en cada centro de transformación de la red, clasificada por tipo de consumo.

Fuente: [Elaboración propia]

ha obtenido el CVR_f total, que se mueve en un rango [0,1171- 1,2538] con un valor medio de 0,7845. Los resultados se reflejan en la tabla 4.5.

	CVR_R	CVR_C	CVR_I	CVR_f
Mínimo	0,06	0,26	0,1	0,1171
Medio	0,7905	0,8233	0,4058	0,7845
Máximo	1,30	1,20	0,83	1,2538

Tabla 4.5 Factor CVR combinación lineal del CVR_f aportado por cada tipo de consumidor.

Fuente: [Elaboración propia]

En [Begovic et al., 2000] se definió la expresión 2.19 para obtener el CVR_f en función del ratio de consumidores residenciales y pequeños comercios. La aplicación de esta expresión con los datos conocidos sobre los consumidores en nuestra red conduce a un valor de

$$CVR_f = 0,7 + 0,5 \times (0,6832 + 0,2776) = \mathbf{1,1804} \quad (4.8)$$

En la tabla 2.4 se presentó el resumen elaborado por [Wang y Wang, 2013] de los valores de CVR_f obtenidos en distintos estudios en los que se utilizaron las diferentes técnicas de evaluación de los efectos de la reducción de la tensión de conservación. Los valores mínimo: 0,4; medio: 0,7442; y máximo: 1,00 al igual que el obtenido en 4.8 se encuentran dentro del rango calculado anteriormente mediante combinación de los factores CVR de cada tipo de consumidor, reflejado en la tabla 4.5 y que constituirá la referencia para estimar el ahorro a obtener en la experiencia piloto.

En las estimaciones realizadas se han descartado los efectos climatológicos o estacionales sobre el CVR_f . El clima en Canarias es subtropical con una oscilación térmica baja. La amplitud térmica, diferencia entre la temperatura media del mes más cálido y la temperatura media del mes más frío no alcanza los 8 °C.

Por lo tanto, si el CVR_f que se espera obtener en el ensayo piloto se mueve en el rango [0,1171-1,2538] con un valor medio de 0,7845, y si la diferencia de tensión que se prevé realizar en la red de distribución es de $\Delta V = -3,5461\%$, tal cual se definió en el apartado anterior, aplicando las expresiones que definen el CVR_f expresadas en 2.7 y 2.8, se obtiene un rango previsible para el ahorro energético y para la reducción de la demanda de [0,4152% - 4,4461%] con un valor medio de **2,7819%**.

$$\Delta P_m(\%) = CVR_f \cdot \Delta V = 0,7845 \times 3,5461 = 2,7819\% \quad (4.9)$$

En las figuras 4.7 a 4.11 se muestran curvas y diagramas de barras de la demanda eléctrica expresada en MW del mismo día de la semana (jueves) anterior al ensayo, del mes de enero de 2014 (hasta la semana previa al ensayo) y del año 2013. En las gráficas también está representado el valor medio de cada uno de esos períodos: 14,44 MW, 12,56 MW y 13,32 MW respectivamente.

En las curvas de demanda diaria (4.7) y mensual (4.9), se reconocen dos horas punta, una alrededor de las 13:00 h producto del consumo industrial y comercial principalmente y

la otra en torno a las 21:00 h debida a la demanda residencial y con un valor algo mayor que la anterior. Coinciden con lo adelantado en la figura 4.6.

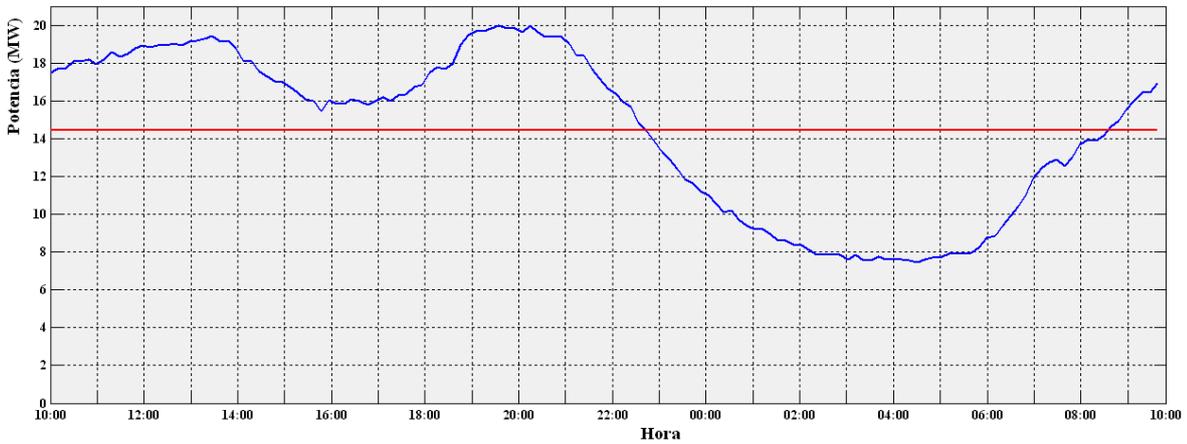


Figura 4.7: Curva de demanda desde el día 23 (10:00 h) hasta el 24 de enero 2014.

Fuente: [Elaboración propia]

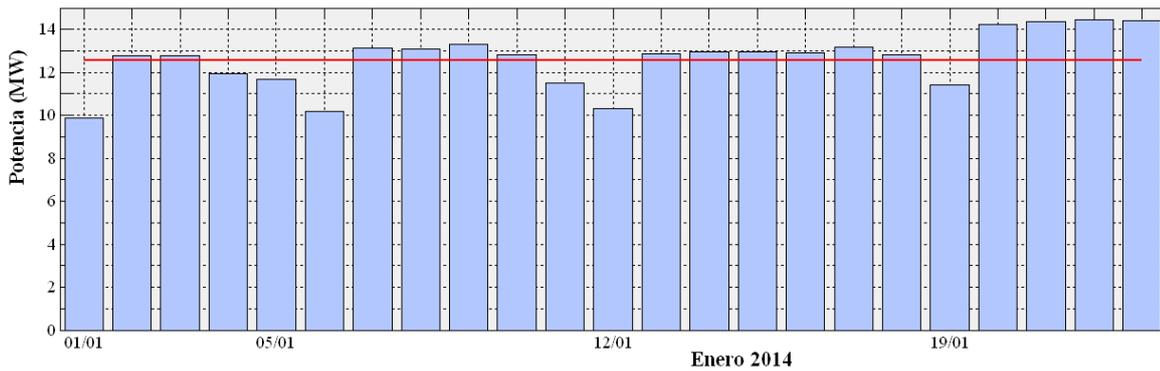


Figura 4.8: Diagrama de barras de la demanda durante el mes de enero 2014, hasta la semana previa a la prueba piloto.

Fuente: [Elaboración propia]

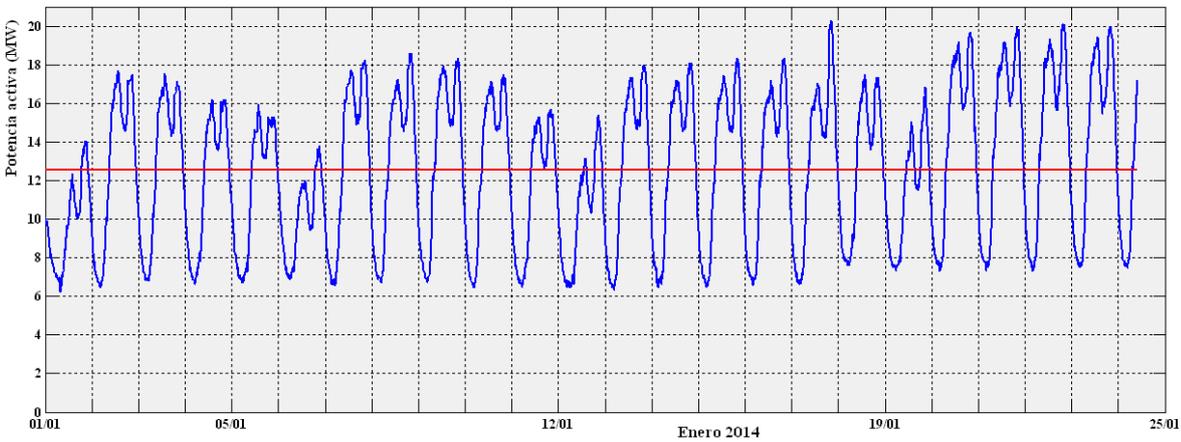


Figura 4.9: Curva de demanda durante el mes de enero 2014, hasta la semana previa a la prueba piloto.

Fuente: [Elaboración propia]

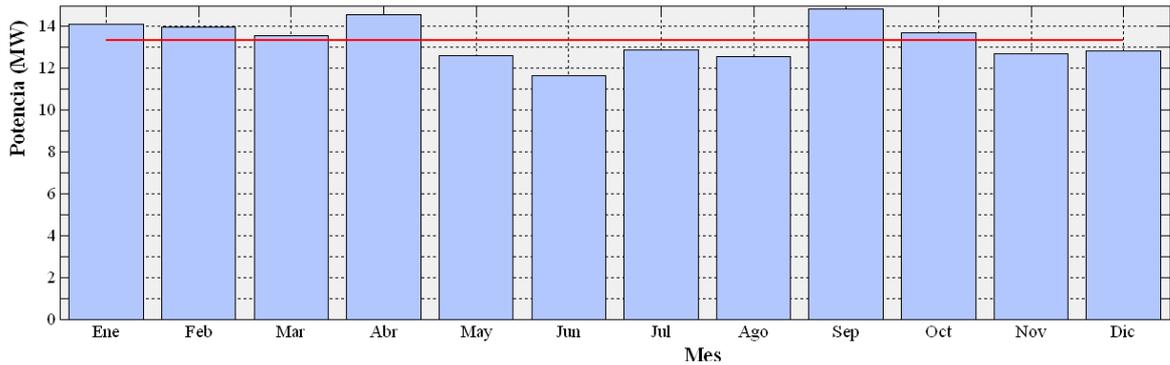


Figura 4.10: Diagrama de barras de la demanda durante el año 2013.

Fuente: [Elaboración propia]

La curva de demanda anual en 2013 (4.11) refleja la evolución durante todo el año. Se reconoce una franja de desempeño “normal” comprendida entre 6 MW y 22 MW. Los valores por fuera de este rango corresponden a otras situaciones de operación: trabajos de mantenimiento o incidencias, en las líneas o en el propio transformador, que generan que se produzcan deslastres de carga o que por el contrario se asuma alimentación de estaciones transformadoras que normalmente se alimentan desde otra subestación o de líneas conectadas normalmente a la otra barra de MT de esta subestación.

En la tabla 4.6 se resume el ahorro alcanzable en esta red de distribución, aplicando los valores de CVRf mínimo, medio y máximo (cálculo mostrado en la expresión 4.9 con los datos reflejados en la tabla 4.5), a la demanda media anual, mensual (en el mes de la prueba piloto) y diaria (el mismo día de la semana, jueves, en la semana previa al ensayo). Para el caso de CVRf medio y demanda media diaria, el ahorro (ΔP_m) sería

$$\Delta P_{m \text{ DIARIA}} = \frac{\Delta P_m(\%) \cdot P_{m \text{ DIARIA}}}{100} = \frac{2,7819 \times 14,44}{100} = 0,4017 \text{ MW} \quad (4.10)$$

	$\Delta P_m \text{ ANUAL}$	$\Delta P_m \text{ MENSUAL}$	$\Delta P_m \text{ DIARIA}$
CVRf mínimo	55,3046 kW	52,1491 kW	59,9549 kW
CVRf medio	370,5491 kW	349,4066 kW	401,7064 kW
CVRf máximo	592,2205 kW	558,4302 kW	642,0168 kW

Tabla 4.6 Factor CVR combinación lineal del CVRf aportado por cada tipo de consumidor.

Fuente: [Elaboración propia]

Para evaluar el ahorro previsible de la demanda que tendrá lugar durante el ensayo se decide tomar los datos medios diarios obtenidos la semana previa al experimento. Se entiende que la curva de demanda de ese día es la más parecida y el tiempo de duración del ensayo coincide. Por tanto, se prevé que con la estrategia de reducir 750 V la tensión en origen de esta red de distribución se produzca una reducción de la demanda en un rango entre [59,9549 kW y 642,0168 kW] con un valor esperado de 401,7064 kW. Si se considera este valor como la reducción media de la demanda en el día, el ahorro energético equivalente (ΔE_m) es de 9.640,95 kWh diarios tal como se desprende de la expresión 4.11

$$\Delta E_m = \Delta P_m \cdot t = 401,7064 \times 24 = 9.640,95 \text{ kWh} \quad (4.11)$$

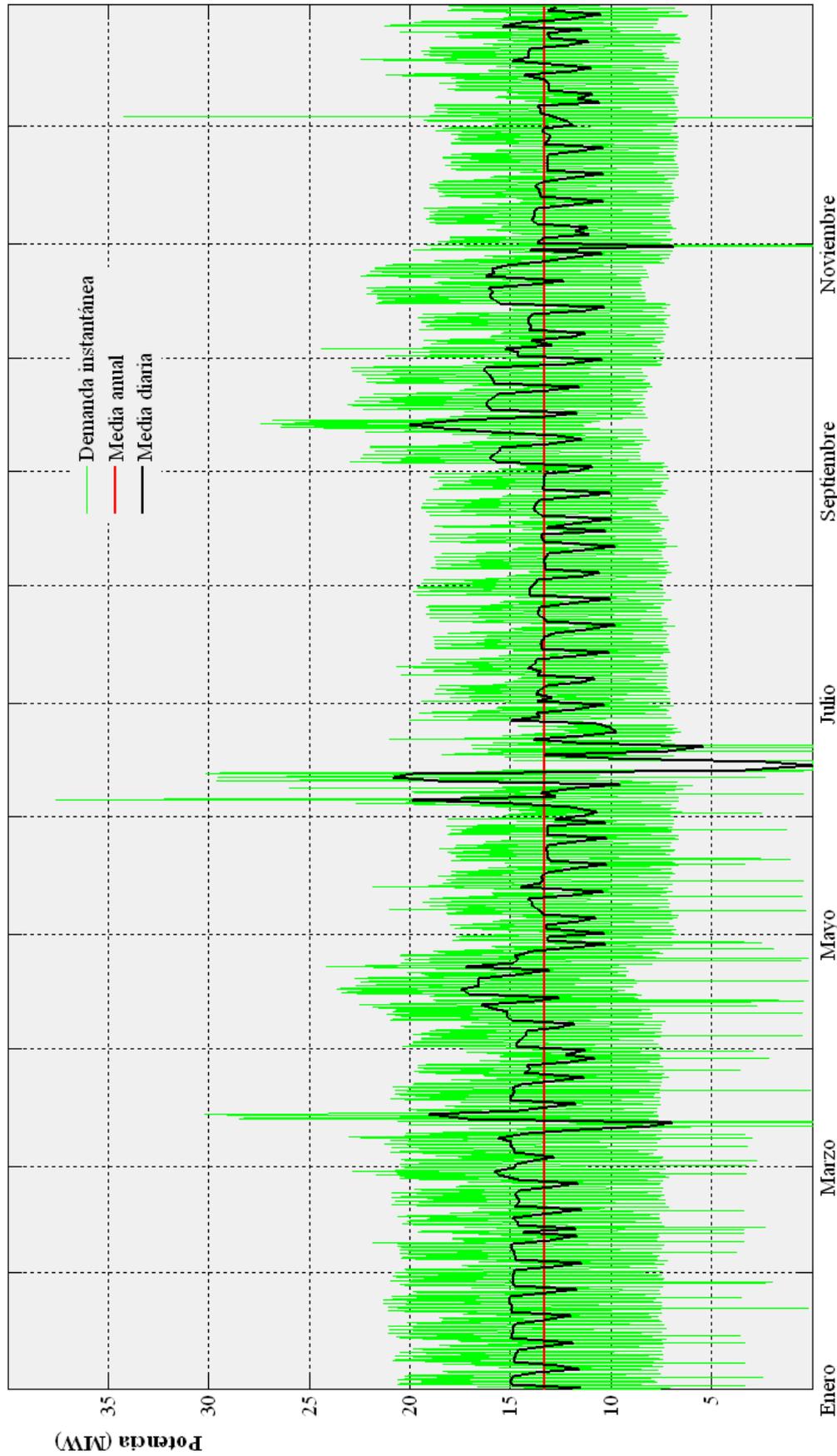


Figura 4.11: Curva de demanda durante el año 2013

Fuente: [Elaboración propia]

Si en Gran Canaria el consumo promedio calculado en base a la factura eléctrica del sector residencial es de 333,08 kWh por hogar al mes [Gobierno de Canarias, 2008], con el ahorro que se puede generar con el control integrado Volt/Var en la red de distribución conectada a una barra de una subestación se podría abastecer eléctricamente a 868 hogares, según se deduce de la expresión 4.10 (hay que tener en cuenta que con la coyuntura económica y la subida de las tarifas eléctricas, el consumo eléctrico medio en cada hogar se ha reducido respecto al que había en 2007 cuando se realizó el estudio referenciado, así que presumiblemente el número de hogares que se podrían alimentar con este ahorro sería mayor).

$$N^{\circ} \text{ de hogares} = \frac{\text{Ahorro energético diario}}{\text{Consumo diario}} = \frac{9.640,95}{\frac{333,08}{30}} = 868,3454 \quad (4.12)$$

La propuesta de utilizar el VVC basado en lógica difusa para ejercer el control integrado Volt/Var en sistemas eléctricos aislados se publicó en el ejemplar de enero de 2014 de *International Journal of Artificial Intelligence & Applications* [Vega-Fuentes et al., 2014b].

4.4 Conclusiones

En este capítulo se ha planteado la optimización de la tensión en la red de distribución mediante un control integrado Volt/Var basado en inteligencia artificial.

Se ha diseñado una experiencia piloto para determinar cuánto ahorro energético y cuánta reducción de la demanda es posible obtener en las redes de distribución eléctrica en Canarias aplicando la estrategia de reducción de la tensión de conservación.

Para asegurar la calidad de servicio a los clientes, compromiso con la empresa distribuidora para poder realizar el ensayo, se han seguido criterios conservadores en cuanto a la selección de la red y el alcance de la reducción de tensión (**705 V; -3,5461%**). Además, mediante el sistema de apoyo a la conducción en el centro de control de la empresa distribuidora, se monitorizará el estado de incidencias y reclamaciones de usuarios para verificar si existe alguna queja relacionada con la reducción de tensión en líneas afectadas por el ensayo.

Para la evaluación de los efectos de aplicar reducción de la tensión de conservación se propone aplicar los métodos:

- Comparación durante el mismo período de tiempo de dos redes con características similares, una con aplicación de la CVR y la otra con la tensión habitual.
- Comparación de los resultados en la misma red durante dos períodos de tiempo con características climatológicas y de carga similares.
- Comparación-Regresión, combinación de los dos métodos ideada por el autor para inferir la demanda en la red piloto a partir de la estimación de la demanda relativa entre las dos redes conectadas a la misma subestación con el efecto de la tensión filtrado. Este método se presentará de forma exhaustiva en el siguiente capítulo.

Se ha revisado la bibliografía para identificar los factores CVR obtenidos en ensayos similares en otras redes de distribución (CVR_f en el rango [0,1171 – 1,2538] con un valor medio de **0,7845**).

A partir de estos valores se ha realizado una predicción de la reducción de la demanda que se espera obtener durante el ensayo ([0,4152% – 4,4461%] con un valor medio de **2,7819%**). En base a las curvas de demanda registradas en la red piloto, se ha obtenido un valor esperado de reducción de la demanda de **401,7064 kW** y de reducción del consumo diario de **9,6409 MWh** equivalente al consumo de 868 hogares de Gran Canaria.

Análisis de resultados

Índice

5.1 Antecedentes.....	95
5.2 Ensayo de control integrado Volt/Var	96
5.3 Evaluación de los efectos de la CVR por comparación.....	100
5.4 Método combinado de comparación-regresión.....	108
5.5 Beneficios del control integrado Volt/var.....	119
5.6 Conclusiones.....	124

En este capítulo se describe la experiencia de control integrado Volt/Var llevada a cabo en una subestación en servicio en la isla de Gran Canaria. Se analizan los resultados obtenidos y se evalúa el efecto de reducir la tensión con que se opera la red de distribución, en la demanda eléctrica y en el consumo energético de las cargas conectadas. Esta evaluación se realiza mediante comparación con la misma red durante un período de tiempo con características climatológicas y de carga similares y mediante un método novedoso que combina la comparación y la regresión, desarrollado en el contexto de esta tesis. Los resultados se utilizan para inferir el valor del factor CVR de la red piloto. Por último, con los datos registrados durante 2013, se estima el ahorro en potencia y energía que sería posible alcanzar generalizando el empleo del controlador diseñado y haciéndolo trabajar con una consigna de tensión reducida.

5.1 Antecedentes

El jueves 30 de enero de 2014, a las 10:00 h de la mañana comenzó el ensayo de reducción de la tensión de conservación en la red de distribución descrita en el capítulo anterior, la cual está conectada a una subestación en servicio en Gran Canaria. El inicio se programó para esa hora de la mañana para poder prestarle la máxima atención y para que tanto el personal de zona como las cuadrillas de mantenimiento pudieran estar atentos a cualquier incidencia durante la evolución de la prueba.

El objetivo del ensayo fue poner de manifiesto la asociación entre la tensión en la red y la demanda o el consumo eléctrico. También se pretendió evaluar cuánta reducción de demanda y cuánto ahorro energético era posible obtener con una estrategia de control integrado Volt/Var.

La selección del día de la prueba fue casual, al azar. Se eligió este día como se podía haber elegido cualquier otro. Además, no concurría ninguna situación especial:

- No era día festivo.
- No había ninguna alerta meteorológica que hiciera pensar que las condiciones climatológicas fueran a ser diferentes a los días previos.
- No había previstos ni trabajos, ni descargos de instalaciones que afectaran las condiciones normales de funcionamiento.

En definitiva, la muestra se obtuvo por un procedimiento probabilístico. Todos los días tenían una probabilidad mayor de cero de ser escogidos. El día elegido tuvo las mismas oportunidades de pertenecer a la muestra que el resto de días que no fueron seleccionados.

El ensayo tuvo una duración de 24 h, se consideró que con ese tiempo la muestra tendría un tamaño suficiente para responder a las preguntas planteadas con respecto a la población.

Estas dos características, muestra obtenida por procedimientos probabilísticos y de tamaño suficiente, permiten afirmar que la muestra es representativa del comportamiento de esta red. Permitirá inferir conclusiones sobre la misma.

Los operadores del centro de control recibieron las siguientes instrucciones:

- Deshabilitar el sistema VVC basado en OPF.
- Cambiar el mando del regulador de tensión del transformador de potencia de la subestación de automático a manual. En estado automático el OLTC lo gobierna un autómatas o un regulador de tensión en la propia subestación, tal como ya se describió en el capítulo 3. En modo manual, el OLTC puede ser gobernado de forma remota desde el centro de control.
- Ejecutar las instrucciones dictadas por el controlador basado en lógica difusa, tal como ya hicieron durante el ensayo realizado en 2013 para el control de la tensión y de los flujos de potencia reactiva y que también se describió en el capítulo 3.
- Modificar los umbrales de vigilancia de la tensión en esta red. Las alarmas estaban definidas a 20,3 kV y a 21,6 kV y se cambiaron a 20,2 kV y 21 kV dado que la intención era operar la red en la mitad inferior del rango reglamentado. Con una consigna de 20,4 kV era previsible que en algún momento bajara de 20,3 kV y cambiando el umbral inferior se evitaba la generación de alarmas de subtensión. Además, aunque durante la experiencia se mantendría una especial atención a la evolución de la tensión en esta barra de la subestación, se estableció el nuevo valor del límite superior para alertar al operador en caso de que se produjeran desviaciones.
- Mantener abierta la ventana del sistema de gestión de incidencias, para monitorizar las reclamaciones de usuarios y alertar de todas aquellas que se pudieran generar en líneas afectadas por el ensayo.

5.2 Ensayo de control integrado Volt/Var

En la figura 5.1 se muestra la evolución de la tensión medida en la barra de la subestación. La línea roja representa la tensión de consigna dada al controlador: 20,4 kV. Se iden-

tifica el instante de comienzo del ensayo por el descenso brusco de la tensión de 21,1 kV hasta 20,5 kV. Del mismo modo, a la finalización del mismo se produce una rápida subida desde 20,3 hasta 21,3 kV.

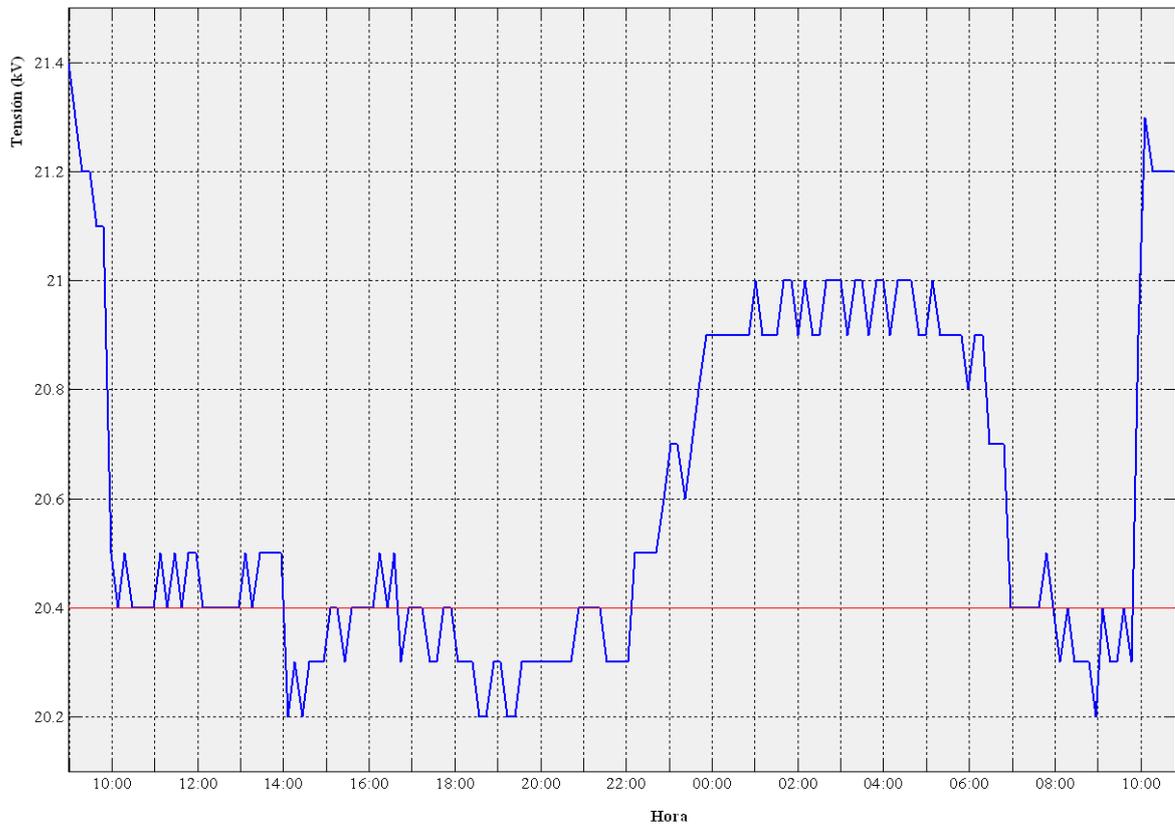


Figura 5.1: Perfil de tensión en barra de 20 kV con control integrado Volt/Var.

Fuente: [Elaboración propia]

La figura 5.2 muestra el registro de actuación del OLTC durante la prueba piloto. Se realizaron un total de cinco movimientos de cambio de toma (muy por debajo del máximo definido en el controlador para no afectar la vida útil del OLTC: 30). A estos hay que añadirles uno al inicio del ensayo y otros dos al final del mismo debidos al cambio de la tensión de referencia.

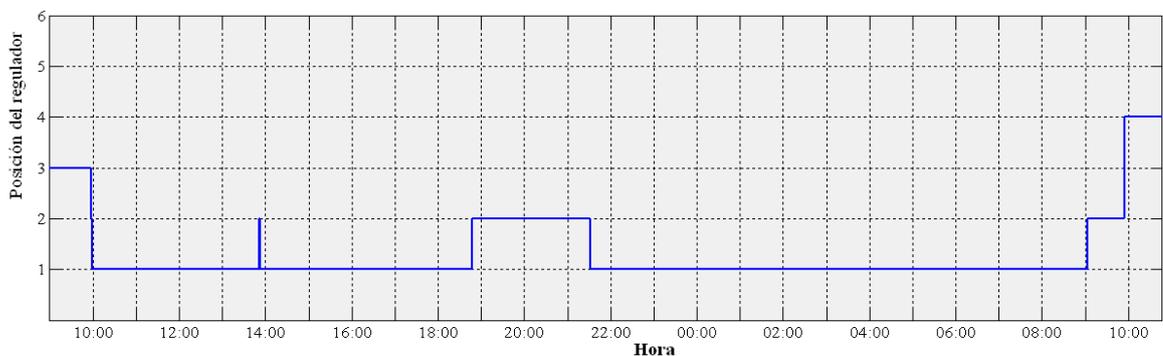


Figura 5.2: Registro de actuación del OLTC con control integrado Volt/Var.

Fuente: [Elaboración propia]

En la tabla 5.1 se muestran los indicadores de desempeño relacionados con la regulación de tensión. Tanto la desviación máxima (D_M) como la desviación media (D_m) están referidas a la tensión objetivo. Los cálculos se han realizado usando las expresiones 3.7 y 3.8 en las que se ha sustituido el valor de la tensión de consigna 21 kV por 20,4 kV. (\bar{U}) es la tensión media durante el período analizado.

\bar{U}	D_M	D_m
20,5479 kV	0,6000 kV	0,2096 kV

Tabla 5.1 Resumen estadístico de la regulación de tensión.

Fuente: [Elaboración propia]

A la vista de la gráfica con el perfil de tensión y de los datos reflejados en la tabla anterior procede realizar algunas reflexiones en cuanto a las opciones de regulación y al propósito del ensayo:

Los únicos elementos con los que se cuenta en esta red de distribución para la regulación de la tensión son el cambiador de tomas en carga del transformador y las baterías de condensadores (BBCC).

A pesar de que el transformador está equipado con un OLTC de 22 posiciones en el devanado primario (en el apartado 3.4.1 se describieron sus características con detalle), en la práctica las que se suelen usar con una tensión de consigna de 21 kV son las tomas 1 a 5. Si ahora la consigna de tensión es 600 V menor, teniendo en cuenta que el salto de tensión entre esas tomas es de unos 250~300 V, es previsible que el OLTC opere solamente entre las tomas 1 y 3.

Se observa que durante la práctica totalidad del ensayo el controlador mantiene al cambiador de tomas en la posición 1. A las 13:54:35 h, cuando la hora punta correspondiente a la carga industrial y comercial ya ha pasado (la figura 5.3 presenta la curva de demanda durante la prueba piloto expresada en MW), el controlador no puede contrarrestar el aumento de la tensión en la barra provocado por el descenso de la demanda pues el OLTC ya se encuentra en la toma más baja. En ese momento, lo que decide es sacrificar la compensación de potencia reactiva y desconecta las baterías de condensadores (la figura 5.4 muestra la curva de potencia reactiva en el lado MT del transformador, se reconocen los saltos provocados por la desconexión y conexión de las BBCC). En el capítulo 3 se abordó este tema y se constató que la inyección de potencia reactiva en la subestación beneficia a la red de transporte pero no aporta mejoras al desempeño de la red de distribución. Además, dado que el objetivo del ensayo era evaluar las virtudes de la optimización de la tensión, se decidió priorizar el mantenimiento de la tensión lo más baja posible dentro de los límites definidos.

Para minimizar las variaciones bruscas de tensión, antes de la desconexión de las BBCC el controlador sube una posición en el OLTC. A continuación, como la tensión sigue alta, decide volver a bajar la posición. En el registro de actuación del OLTC, con escala de un día, estos movimientos aparecen reflejados como si de un pulso se tratara.

A las 22:41:36 h cuando la tensión empieza a subir por encima de los 20,5 kV el OLTC no puede bajar más posiciones pues ya se encuentra en la posición más baja. Las

BBCC ya están desconectadas. No queda ninguna otra acción de control que se pueda efectuar para reducir la tensión. La figura 5.5 refleja la evolución de la tensión en el lado AT del transformador. A esa hora ya alcanza los 67 kV. Durante las horas valle de la noche llega a alcanzar 68,20 kV.

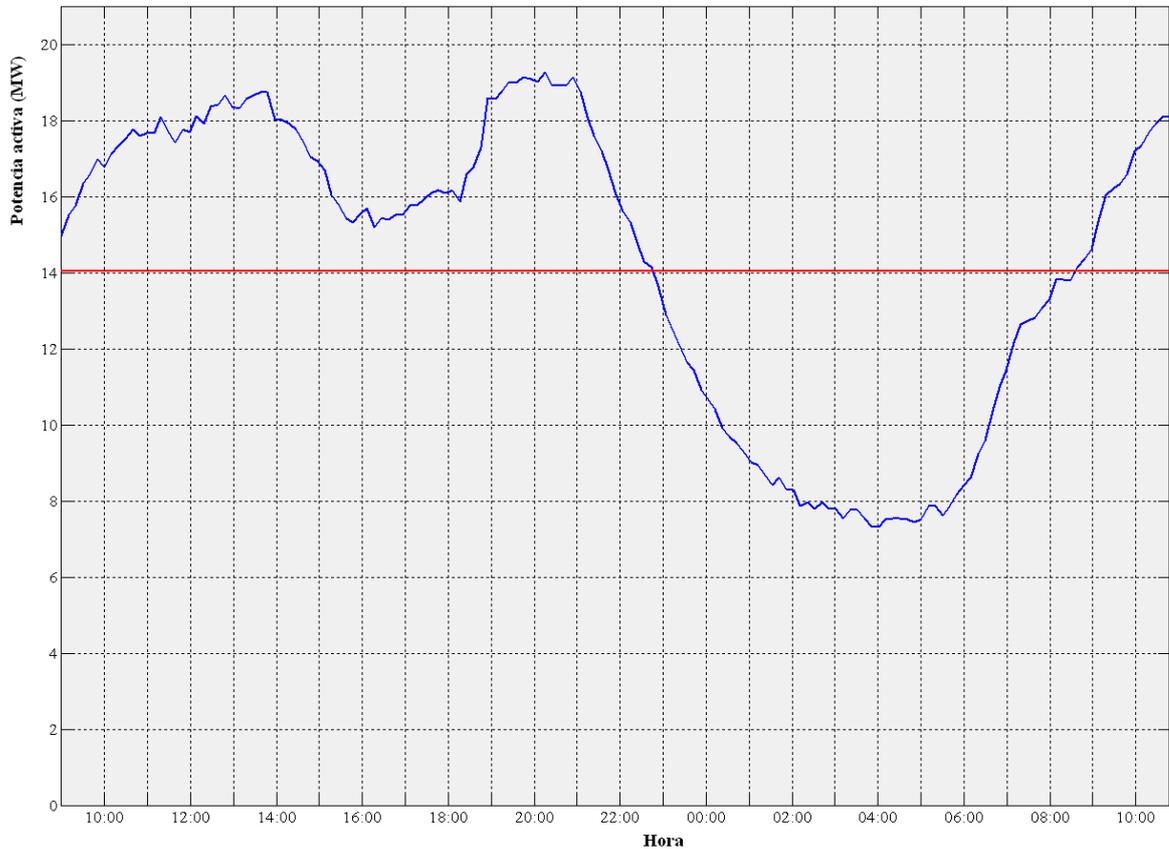


Figura 5.3: Potencia activa en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var.

Fuente: [Elaboración propia]

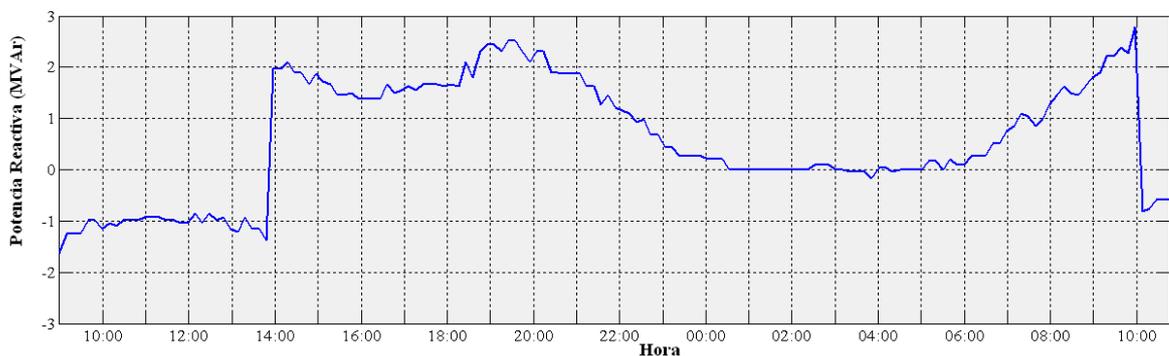


Figura 5.4: Potencia reactiva en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var.

Fuente: [Elaboración propia]

Durante estas horas, la elevación de la tensión en MT es reflejo del aumento que se produce en la red de transporte. Es lo que provoca que la desviación máxima de la tensión alcance los 600 V y como este escenario se mantiene durante más de siete horas (hasta las 06:57:56 h cuando la tensión AT baja de 67 kV), el valor de la desviación media de la tensión alcanza 209,65 V (más de dos veces y media la desviación media que se dio cuando el

VVC se utilizó con una tensión de consigna de 21 kV) y la tensión media queda 147,9 V por encima del valor de referencia.

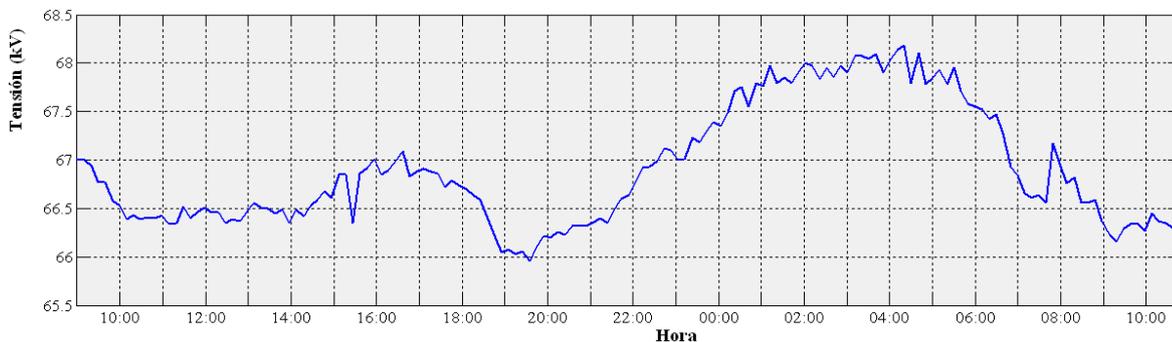


Figura 5.5: Perfil de tensión en barra de 66 kV el día de la prueba.

Fuente: [Elaboración propia]

Estas consideraciones sobre las horas en las que la optimización de la tensión fue efectiva se tendrán en cuenta cuando se evalúen los efectos de la CVR.

También se quiere destacar la apreciación en relación con las tomas de regulación del transformador. A pesar de estar equipado con 22, su distribución (+6 y -15) sobre la toma de valor nominal que da 22 kV en el devanado secundario cuando en el primario hay 66 kV, es pobre para regular la tensión a 21 kV e insuficiente cuando se quiere bajar de este valor. Con tensiones en el lado AT de 66 kV o superiores, siempre hay que operar la red en alguna de las +6 tomas. En la figura 5.5 se puede observar que la tensión en este punto de la red de transporte solo se acercó a los 66 kV a la hora punta de demanda residencial, el resto del tiempo estuvo muy por encima. Además, téngase en cuenta que aun así, el valor máximo registrado 68,20 kV está bastante por debajo del límite de 72 kV establecido por la Secretaría de Estado de Energía (tabla 3.1). Por esta razón, concluimos que en subestaciones como la piloto, en las que la tensión AT se mantiene en valores por encima del nominal, sería deseable otra distribución de las tomas de regulación en el transformador (por ejemplo, +14 y -7). De esta forma se incrementarían las prestaciones de control de la tensión inmunizando a la red de distribución de las oscilaciones de la tensión en la red de transporte.

El último comentario en relación con la evolución del ensayo tiene que ver con la ausencia de eventos relacionados con la calidad del suministro. El sistema de gestión de incidencias no registró ninguna reclamación de consumidores relacionada con el valor de la tensión en ningún punto afectado por la prueba piloto. Tampoco se registraron avisos por ninguna otra vía como pudieran ser cuadrillas de mantenimiento, personal de zona, etc.

5.3 Evaluación de los efectos de la CVR por comparación

Ya se ha comentado anteriormente que para evaluar los efectos de la reducción de tensión es preciso estimar la demanda y el consumo que habría habido en la red si no se hubiera aplicado la CVR. El grado de fiabilidad de esta estimación determinará la validez de los resultados de la evaluación de la CVR. Obtener una cuantificación creíble de los efectos beneficiosos de esta estrategia de conducción de la red es fundamental si se pretende generar un cambio en los criterios de operación de las empresas distribuidoras o se promueve que la Administración lo incentive.

Hay dos métodos de comparación para estimar los efectos de la CVR:

- Comparación de los resultados obtenidos con la CVR con los registrados en la misma red durante otro período de tiempo con características climatológicas y de carga similares.
- Comparación de los resultados registrados en dos redes con características similares, geográficamente próximas. Una operada con CVR y otra con una consigna de tensión convencional.

En la figura 5.6 se muestra la evolución de la demanda en la red piloto durante todo el mes de enero, incluyendo el día del ensayo que para mejor identificación se ha representado con color rojo. En el eje de abscisas se reflejan los domingos del mes, en cualquier caso, es fácil identificar los fines de semana y los días festivos (1 y 6 de enero) por la reducción de la demanda que presentan.

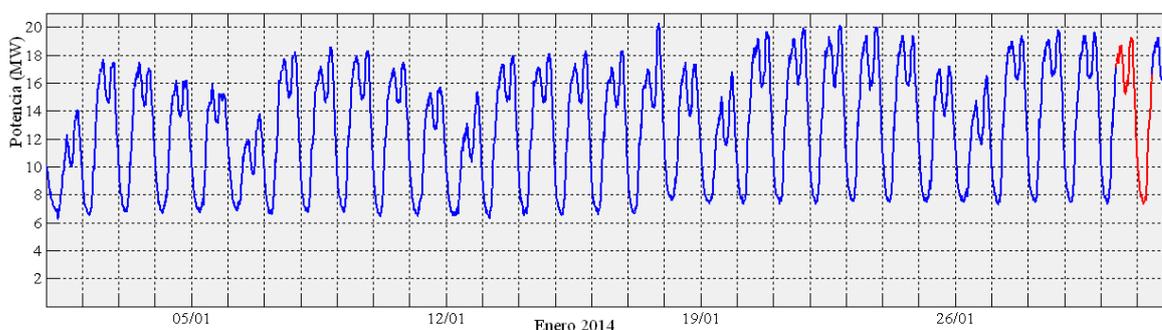


Figura 5.6: Curva de demanda durante el mes de enero de 2014.

Fuente: [Elaboración propia]

A partir de la tarde del viernes 17 (19:05:22 h) se produce un salto en la demanda de casi 2 MW reconocible al comparar tanto los valores mínimos como los máximos diarios. Por lo tanto, a efectos de evaluar los efectos de la CVR procederá comparar la curva a partir de esa fecha. La figura 5.7 representa, a mayor escala, la curva de demanda durante la segunda quincena del mes de enero. Además de los domingos del mes, se ha identificado el inicio de cada uno de los días de la semana (L, M, ..., S).

Las primeras observaciones relacionadas con el registro obtenido el día de la prueba se obtienen con un examen visual de la curva:

- La demanda en la hora punta industrial y comercial es sensiblemente inferior que la existente tanto esa semana como la anterior. Al día siguiente ya vuelve a subir.
- La reducción de demanda entre las dos horas punta es significativamente mayor, no sólo en valor relativo respecto al valor alcanzado en la hora punta, también en valor absoluto.
- El consumo durante el día del ensayo (superficie bajo la curva) es menor incluso que el viernes, día de menor consumo entre semana.

A la vista de estos efectos, se puede adelantar la primera conclusión de la prueba piloto y es que tal y como se esperaba, la reducción de tensión en la red se traduce en un des-

censo de la demanda y del consumo. A lo largo de este capítulo se tratará de cuantificar esta relación estimando el factor CVR.

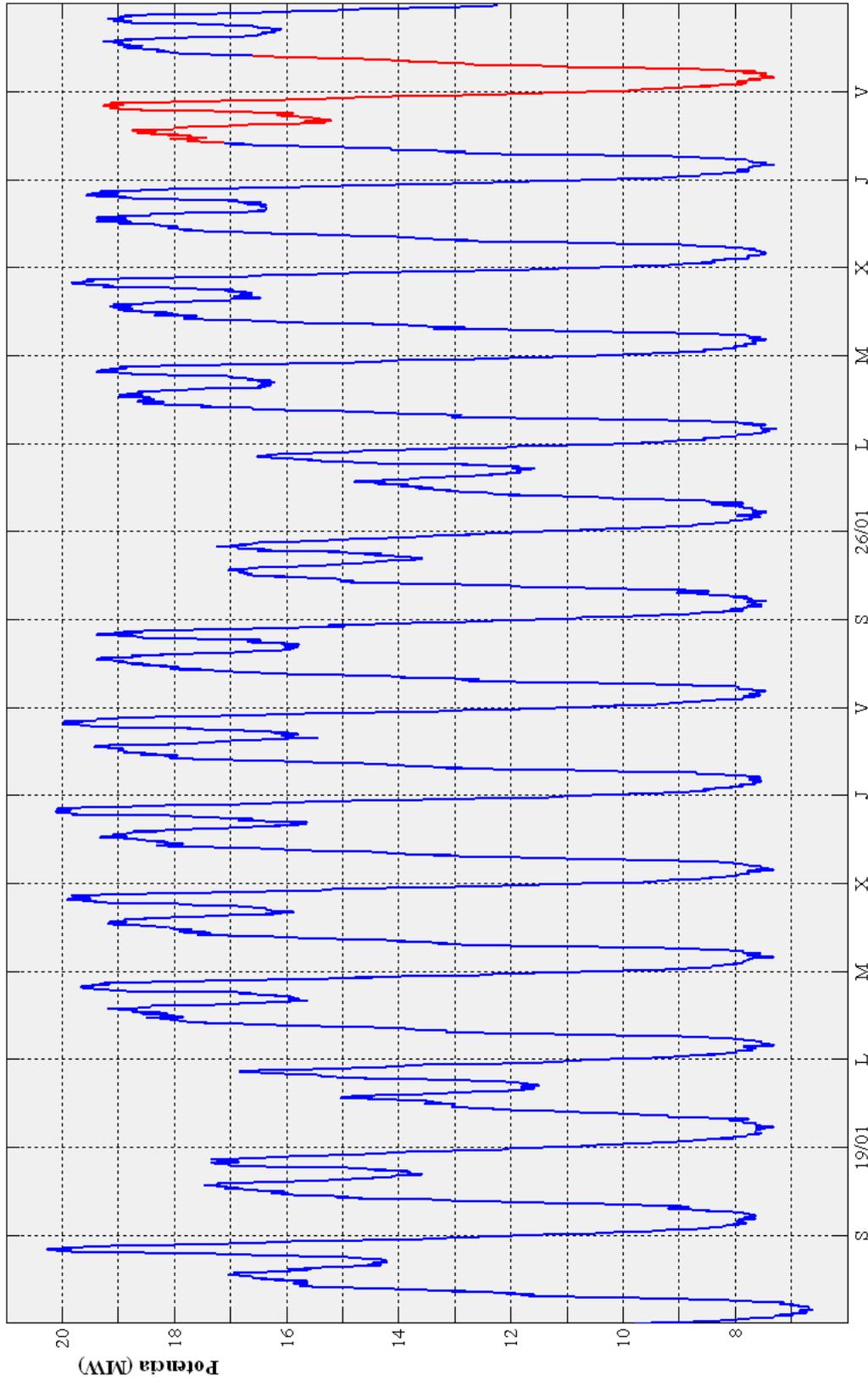


Figura 5.7: Curva de demanda durante la segunda quincena del mes de enero de 2014.

[Elaboración propia]

Otras observaciones derivadas del análisis de la curva de demanda durante esta quincena son:

- La demanda entre el lunes y el jueves, sigue un patrón que prácticamente se repite cada día. El viernes se mantiene la demanda punta industrial y comercial, pero la residencial disminuye considerablemente en comparación con la de los otros días.
- En la última semana se aprecia un ligero descenso de la punta de demanda residencial, si bien la industrial y comercial se mantiene.
- El miércoles 29 es el día con la demanda más parecida a la que probablemente habría tenido la red el día del ensayo si no se hubiera aplicado la CVR. Constituirá la referencia más aproximada para la evaluación de los efectos por comparación con la misma red.

5.3.1 Comparación con la misma red

La figura 5.8 presenta la comparación del perfil de la tensión en barra de MT de la subestación con control integrado Volt/Var con el registrado el día antes de la prueba con una tensión de consigna de 21 kV.

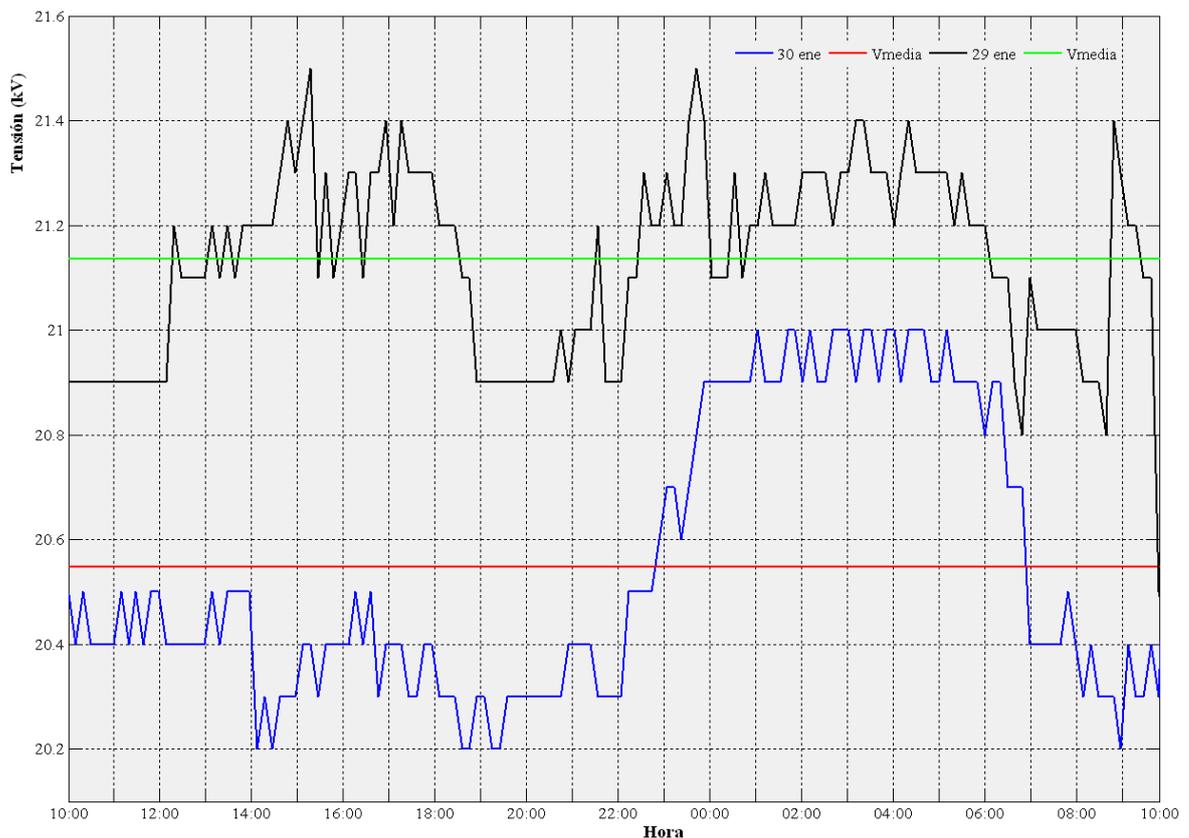


Figura 5.8: Comparación del perfil de tensión en barra 20 kV con control integrado Volt/Var con el registrado el día antes de la prueba.

Fuente: [Elaboración propia]

La línea roja corresponde al valor de la tensión media el día del ensayo: 20,5479 kV y la línea verde es el valor de la tensión media el día anterior: 21,1361 kV.

La diferencia entre las tensiones medias es $20,5479 - 21,1361 = -0,5882$ kV. El valor de esta diferencia expresado en tanto por ciento, referido a la tensión sin CVR, $\Delta V(\%)$, es de $-2,7829\%$ obtenido en la expresión 5.1

$$\Delta V(\%) = \frac{20,5479 - 21,1361}{21,1361} \times 100 = -2,7829\% \quad (5.1)$$

La reducción media de tensión ha sido menor que la planteada ($3,5461\%$) debido a la falta de poder de regulación durante las horas de la noche, en las que la tensión osciló entre $20,9$ y $21,0$ kV.

La figura 5.9 refleja la comparación de las curvas de demanda expresada como potencia activa medida en el lado MT del transformador con y sin CVR. La línea roja corresponde al valor de la potencia media el día de la prueba piloto: $14,0316$ MW y la línea verde es el valor de la potencia media el día anterior: $14,3657$ MW. La diferencia entre las potencias medias es $14,0316 - 14,3657 = -0,3341$ MW. El valor de esta diferencia expresado en tanto por ciento, referido a la potencia sin CVR, $\Delta P(\%)$, es de $-2,3257\%$ obtenido en la expresión 5.2

$$\Delta P(\%) = \frac{14,0316 - 14,3657}{14,3657} \times 100 = -2,3257\% \quad (5.2)$$

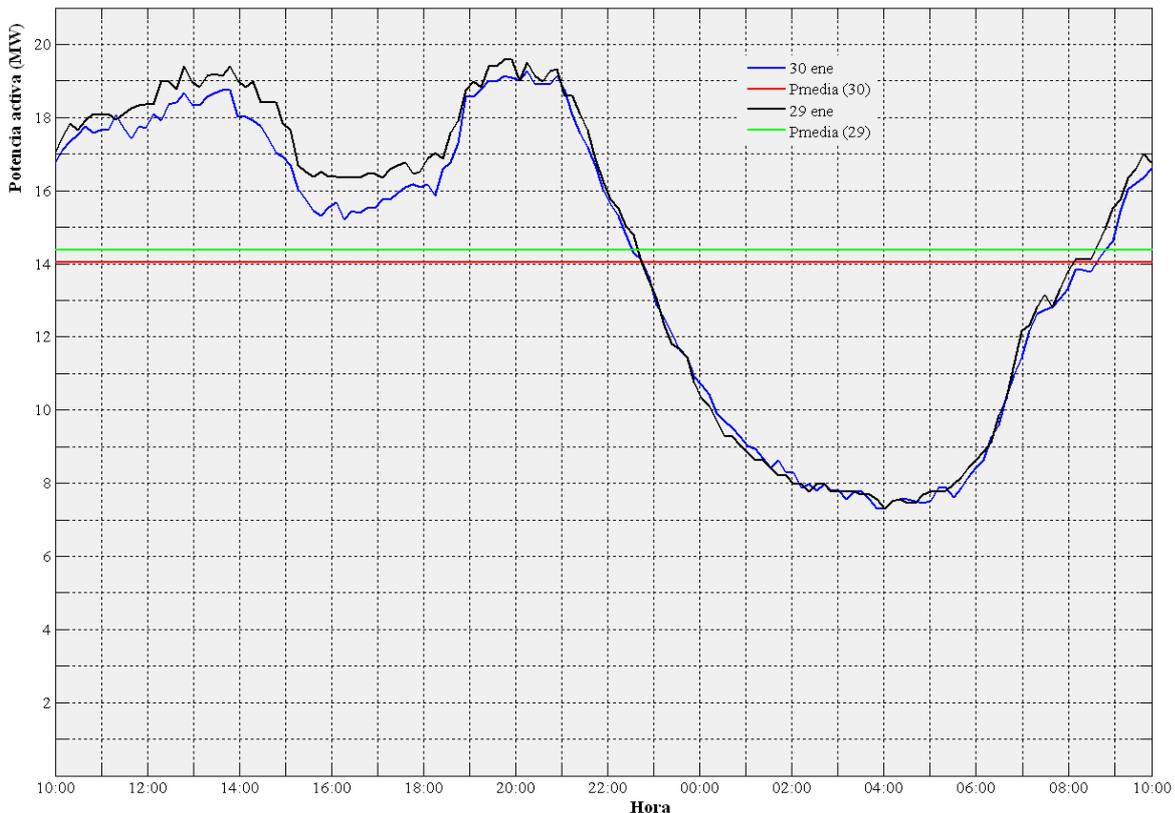


Figura 5.9: Comparación de la potencia activa en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var con la registrada el día antes de la prueba.

Fuente: [Elaboración propia]

La mayor reducción de la demanda (ΔP_{MAX}) alcanza un valor de 1,38 MW, que en ese instante supone un 7,4918%. Se produce a las 14:49:46 h.

En la curva se aprecia que los instantes con mayor reducción de la demanda coinciden con los de mayor reducción de la tensión. A partir de las 22:41:36 h cuando la tensión empieza a subir de los 20,5 kV las curvas de demanda prácticamente se igualan. Hasta las 06:57:56 h cuando la tensión desciende, la diferencia de tensión aumenta y vuelven a apreciarse diferencias entre las curvas de demanda.

Con los datos de ΔP y ΔV se obtiene la primera aproximación del valor del factor CVR de esta red: **0,8357**.

$$CVR_f(kW) = \frac{\Delta P(\%)}{\Delta V(\%)} = \frac{-2,3257}{-2,7829} = 0,8357 \quad (5.3)$$

Para mejorar la aproximación del valor del CVR_f de la red, se repiten los cálculos pero esta vez desechando los registros correspondientes al intervalo de tiempo durante el cual la optimización no fue efectiva por la falta de recursos para reducir la tensión (22:41:36 h a 06:57:56 h). La tabla 5.2 resume los resultados obtenidos con este supuesto. La nueva aproximación del factor CVR de esta red: **0,9038**.

	\bar{U} (kV)	\bar{P} (MW)	$\Delta V(\%)$	$\Delta P(\%)$	CVR_f
<i>Sin CVR</i>	21,0806	17,2264	-3,3765	-3,0517	0,9038
<i>Con CVR</i>	20,3688	16,7007			

Tabla 5.2 Cálculo del factor CVR por comparación con el día 29 de enero desechando el período no efectivo.

Fuente: [Elaboración propia]

La siguiente aproximación del CVR_f se realiza comparando los datos del día del ensayo con los registrados el mismo día de la semana anterior. De esta forma se pretende aislar los efectos de dependencia entre la variación de la demanda y el día de la semana.

Las figuras 5.10 y 5.11 muestran la comparación de los perfiles de tensión y de las curvas de demanda respectivamente.

El valor medio de la tensión fue ligeramente mayor: 21,1875 kV. Las sobretensiones durante la noche alcanzaron valores de 21,5 kV y el valor mínimo que tuvo la tensión fue de 20,9 kV.

En relación con la demanda, se observa que en la hora punta de consumo residencial se alcanzaron valores sensiblemente superiores, llegando a los 20,0 MW frente a los 19,6 MW del día 29. Sin embargo, en el tramo horario comprendido entre las dos horas punta se bajó hasta los 15,4 MW cuando lo mínimo alcanzado en ese tramo horario el día 29 fue 16,3 MW.

La mayor reducción de la demanda (ΔP_{MAX}) alcanza un valor de 1,91 MW, que en ese instante supone un 10,7484%. Se produce a las 18:19:23 h.

La tabla 5.3 presenta los resultados del cálculo del factor CVR en base a los registros obtenidos. Desprenden un CVR_f de **0,9420**.

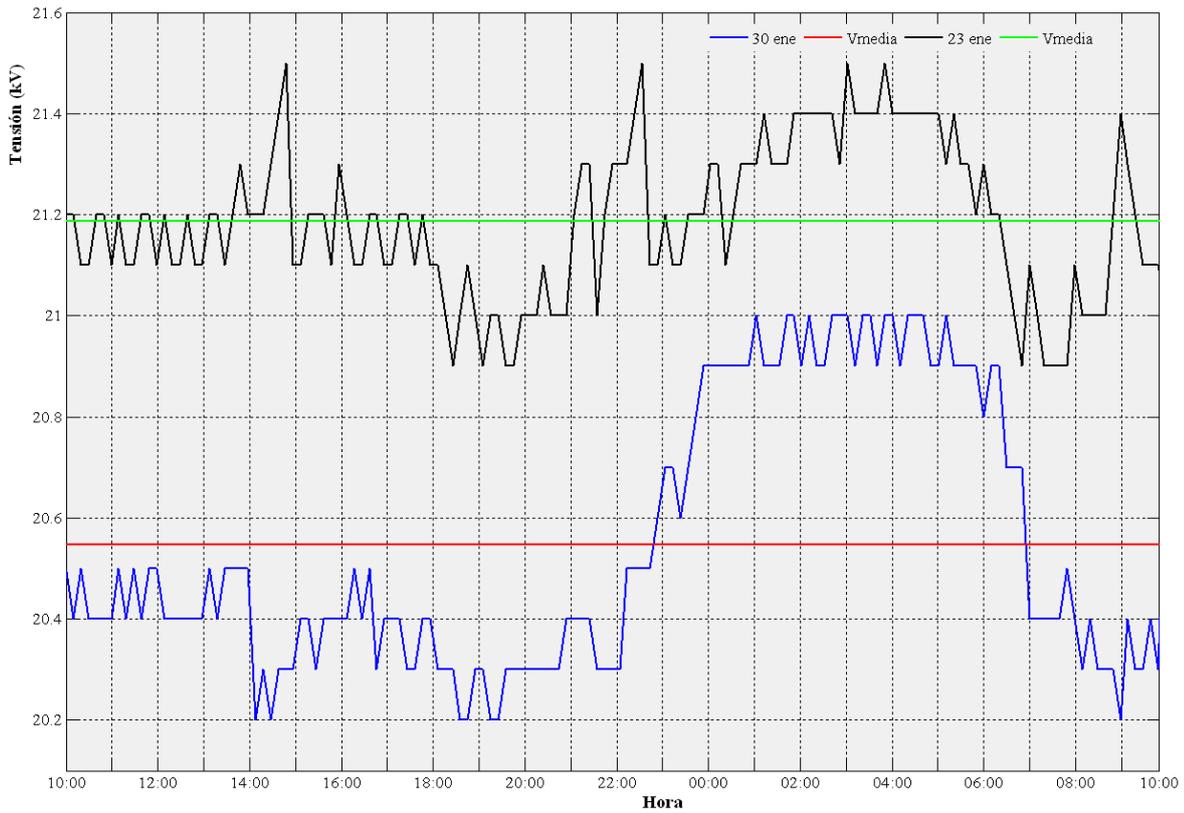


Figura 5.10: Comparación del perfil de tensión en barra 20 kV con control integrado Volt/Var con el registrado una semana antes de la prueba.

Fuente: [Elaboración propia]

	\bar{U} (kV)	\bar{P} (MW)	ΔV (%)	ΔP (%)	CVR_f
<i>Sin CVR</i>	21,1875	14,4423	-3,0187	-2,8437	0,9420
<i>Con CVR</i>	20,5479	14,0316			

Tabla 5.3 Cálculo del factor CVR por comparación con el día 23 de enero.

Fuente: [Elaboración propia]

De nuevo, para mejorar la aproximación del CVR_f , se repiten los cálculos desechando los registros entre las 22:41:36 h y las 06:57:56 h. En la tabla 5.4 se pueden ver los nuevos resultados. El nuevo factor CVR calculado es: **0,8803**.

	\bar{U} (kV)	\bar{P} (MW)	ΔV (%)	ΔP (%)	CVR_f
<i>Sin CVR</i>	21,1279	17,2462	-3,5929	-3,1630	0,8803
<i>Con CVR</i>	20,3688	16,7007			

Tabla 5.4 Cálculo del factor CVR por comparación con el día 23 de enero desechando el período no efectivo.

Fuente: [Elaboración propia]

La tabla 5.5 resume los resultados obtenidos para la estimación del factor CVR por comparación con la misma red. En la primera columna se identifica el día con el que se comparan los registros. El subíndice (reducido) hace referencia a que sólo se comparan los registros durante el tiempo en que el controlador fue capaz de regular la tensión.

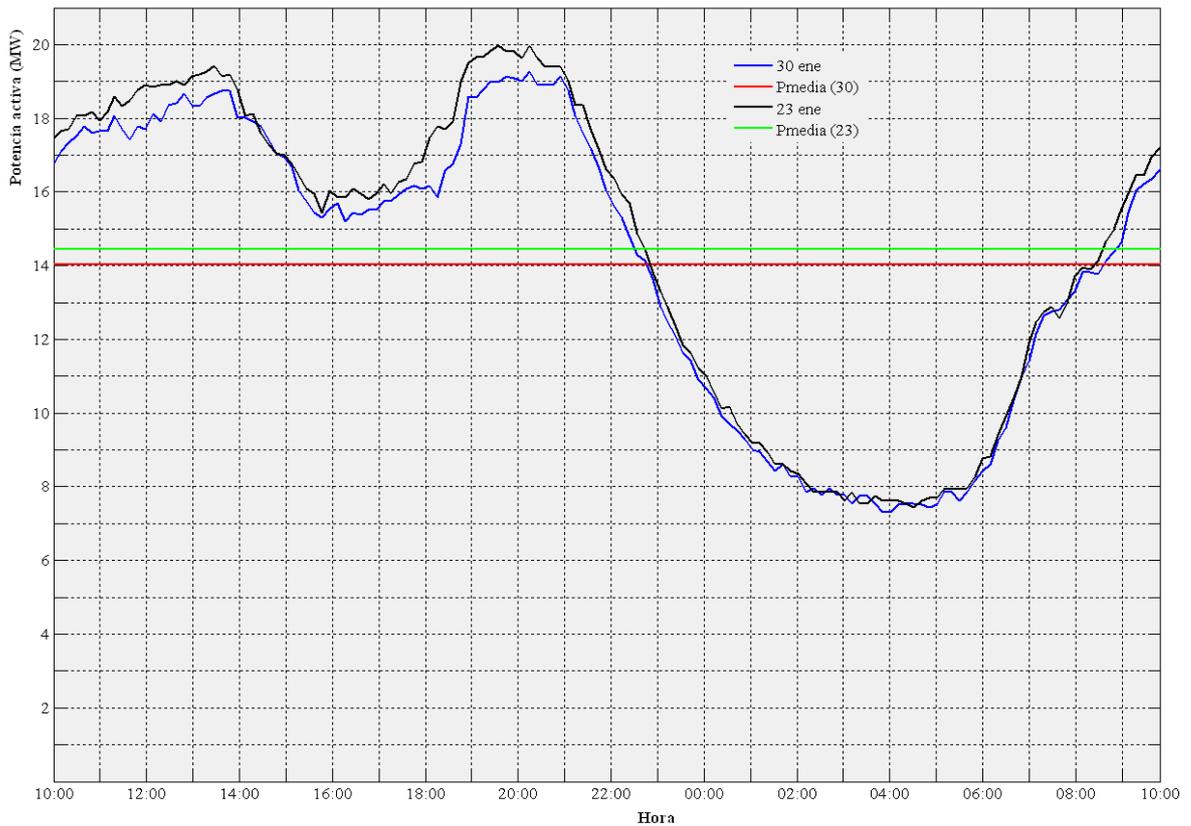


Figura 5.11: Comparación de la potencia activa en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var con la registrada una semana antes de la prueba.

Fuente: [Elaboración propia]

<i>Comparación</i>	$\Delta V(\%)$	$\Delta P(\%)$	CVR_f
<i>29/01</i>	-2,7829	-2,3257	0,8357
<i>29/01_{reducido}</i>	-3,3765	-3,0517	0,9038
<i>23/01</i>	-3,0187	-2,8437	0,9420
<i>23/01_{reducido}</i>	-3,5929	-3,1630	0,8803

Tabla 5.5 Resumen estimación del factor CVR por comparación con la misma red.

Fuente: [Elaboración propia]

En los comentarios preliminares de este apartado se apuntó al miércoles 29/01 como referencia más aproximada para la evaluación de los efectos de la CVR por comparación con la misma red. Los datos 29/01_{reducido} están filtrados, los cálculos se realizan solamente con los registros en los que la reducción de tensión fue efectiva, se consideran los más adecuados para caracterizar la red. De modo que se puede considerar 0,9038 como una buena aproximación del CVR_f de la red.

Por otra parte, aunque la semana anterior la demanda fue algo mayor, los registros muestran que la tensión con que se operó la red también lo fue, de modo que no se debe despreciar el valor de 0,8803. Además el valor es muy parecido. Se concluye que la mejor aproximación al factor CVR de la red que se obtiene de la comparación con la misma red es el promedio de estas dos aproximaciones: **0,8920**.

5.3.2 Comparación con una red similar

La base de este método de comparación se fundamenta en encontrar una red con características de carga similares y que por tanto pueda servir de referencia para la comparación. Al comparar el desempeño el mismo día, se filtra el efecto del ruido generado por las condiciones meteorológicas, la temperatura o las propias del día de la semana que pueden alterar el comportamiento de los consumidores.

La red que se ha determinado evaluar para realizar esta comparación es la conectada a la segunda barra de MT de la misma subestación. Las características de los consumidores son similares dentro de las tres categorías: residencial, comercial e industrial y por tanto se prevé que su comportamiento también lo sea. La única diferencia radica en el criterio de reparto de cargas dentro de la subestación. Unos están conectados a las líneas alimentadoras conectadas a un transformador y otros a las líneas conectadas al segundo transformador.

Esta segunda red tiene también la estructura representada en la figura 3.8. Parte del mismo nodo AT que la red piloto y la potencia del transformador AT/MT también es de 50 MVA. Las baterías de condensadores suman 600 kVAr más que las conectadas a la red del ensayo, en total 4,8 MVAr. De la barra MT se alimentan ocho salidas de parque aunque con menor carga cada una que las cinco líneas alimentadas desde la otra barra.

La figura 5.12 presenta sobre la misma escala de tiempo las curvas de demanda de las dos redes durante el mes de enero.

En esta segunda red se observa que la punta de demanda correspondiente a la carga industrial y comercial es más importante que la residencial. En esta red existe más carga de estas categorías (industrial y comercial) que en la red piloto y menor carga residencial. A pesar de ello se aprecia cierto paralelismo entre las dos curvas, lo que refuerza la idea de la similitud entre el comportamiento de los consumidores conectados a las dos redes.

No obstante, la diferencia de carga que se objetiva impide la comparación directa entre las dos redes y la invalida como referencia para realizar la comparación directa con una red similar.

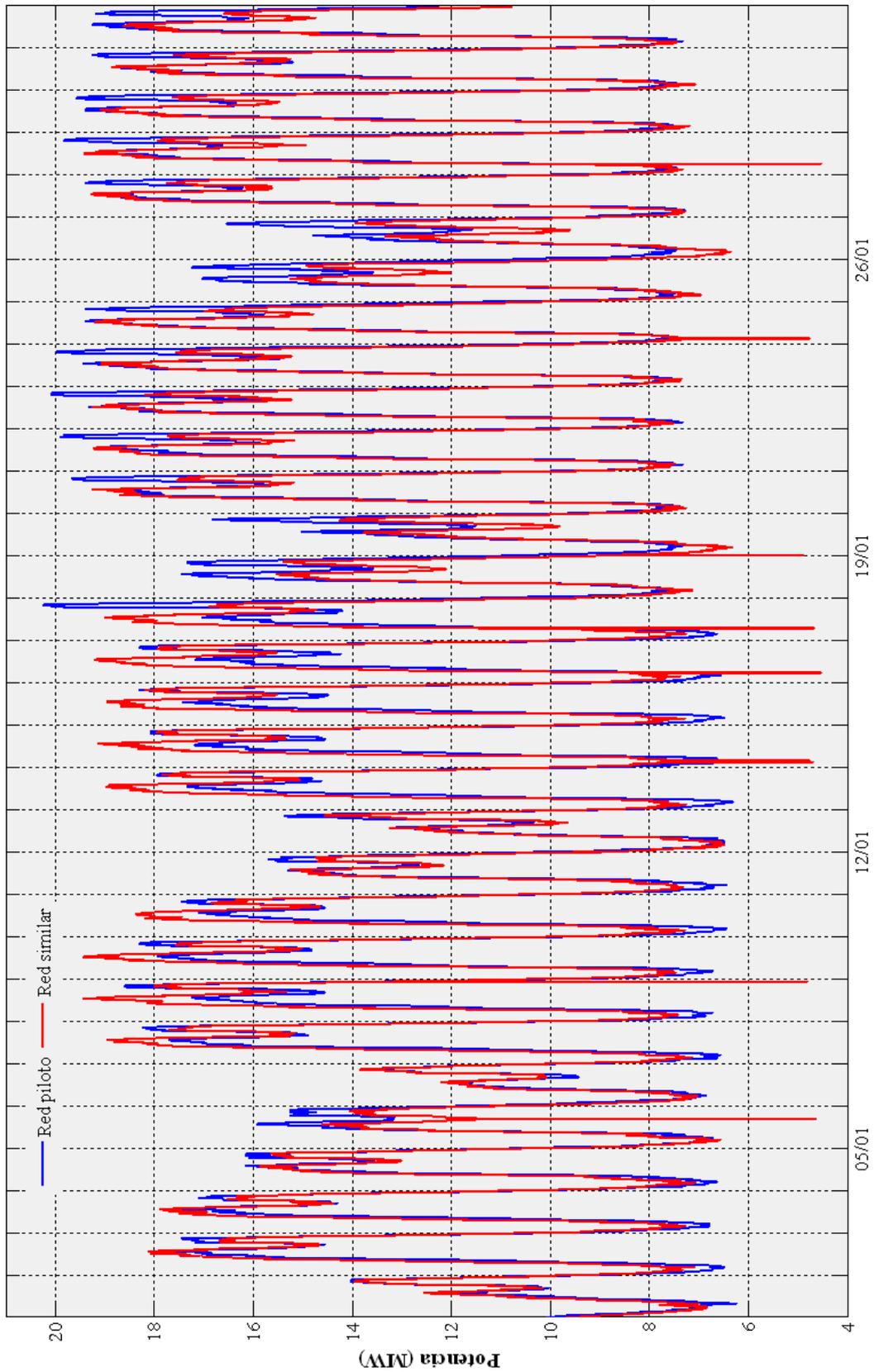
Ya en el capítulo 2, cuando se presentaron los métodos de comparación, se adelantó que uno de sus inconvenientes era que podía no existir una muestra de control adecuada. Es el caso con el que nos encontramos, no se ha localizado una red similar que pueda compararse de forma directa.

Ante esta eventualidad y a la vista del reconocimiento del paralelismo en el comportamiento de la demanda en las dos redes, se desarrolló el método combinado que se expone en el siguiente apartado.

5.4 Método combinado de comparación-regresión

La base del método es aprovechar las ventajas que ofrecen los dos métodos de comparación salvando sus desventajas. El método requiere de una regresión directa para estimar el perfil de tensiones y la demanda relativa que habría existido si no se hubiera aplicado la

reducción de tensión. Estas estimaciones se obtienen promediando los resultados obtenidos durante el mismo día de la semana, las semanas previas.



Enero 2014
Figura 5.12: Comparación de la demanda en la red piloto y en la red similar
[Elaboración propia]

Para determinar los márgenes de error, el método se aplicó a todos los días de la semana anterior al ensayo y las estimaciones se compararon con los resultados reales medidos.

No se trata de un método de predicción pues la demanda en la red estudiada no se predice, se calcula en base a la demanda medida en la red conectada a la misma subestación.

El primer paso para obtener la estimación de la demanda surge a la vista del paralelismo detectado en la figura 5.12 entre las curvas de demanda de las dos redes. Es posible calcular la relación existente entre las dos curvas y obtener la curva de demanda que habría habido en la red si no se hubiera aplicado una tensión reducida.

Para ello se evalúa la demanda relativa, relación entre las demandas en las dos redes. Dado que la demanda depende de la tensión, el efecto de la diferencia de tensión en las dos redes se filtra dividiendo la demanda relativa entre la relación de las tensiones (V_1/V_2).

En la figura 5.13 se presenta la demanda relativa filtrada, relación entre las demandas en las dos redes (P_1/P_2)/(V_1/V_2), durante el mes de enero hasta el día del ensayo. P_1 , V_1 son la demanda y la tensión en la red piloto y P_2 , V_2 corresponden a la demanda y la tensión en la segunda red.

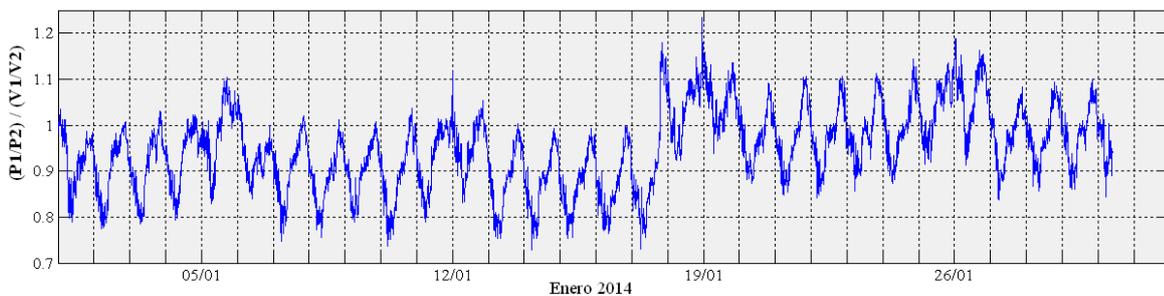


Figura 5.13: Demanda relativa filtrada durante enero 2014.

Fuente: [Elaboración propia]

En esta curva también es notorio el salto que se produce en P1 a partir del viernes 17/01 a las 19:05:22 h y que ya se comentó al principio del apartado 5.3. A pesar de ese *offset*, se reconoce cierto patrón diario. Éste se hace más notorio en la figura 5.14 que superpone la relación entre la demanda de las dos redes en escala semanal.

Se observa que la semana del ensayo el trazado de la curva prácticamente calca el de la semana anterior (curvas cian y negra). Lo mismo pasa con las curvas roja y la negra una vez dado el salto el día 17.

También se pone de manifiesto que, aunque muy similares, los patrones de cada día difieren entre sí. Por lo tanto, para estimar la demanda el día de la prueba se deberán tomar los datos entre jueves y viernes.

Para enriquecer la cantidad de datos muestrales e inferir el valor de la demanda, se realiza una traslación de los registros de las tres primeras semanas, en una cantidad definida por el salto dado el día 17 y que se ha calculado haciendo que el valor promedio de toda la serie de datos coincida con el que hay a partir del salto (el promedio de los datos anteriores al 17/01 a las 19:05:22 h era 0,907488 y el de los datos posteriores a ese instante 1,003751; se le ha sumado la diferencia: 0,096262 a todos los datos previos). El resultado se muestra en la figura 5.15.

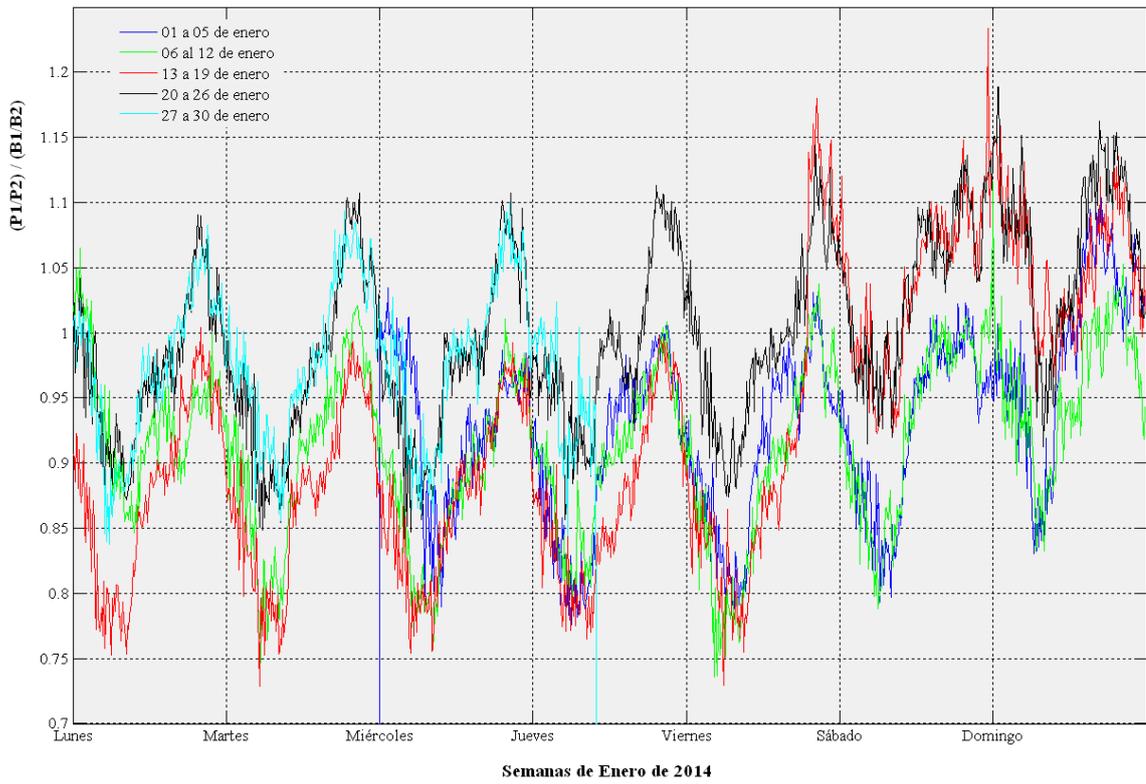


Figura 5.14: Patrón semanal de la relación entre la demanda en las dos redes.

Fuente: [Elaboración propia]

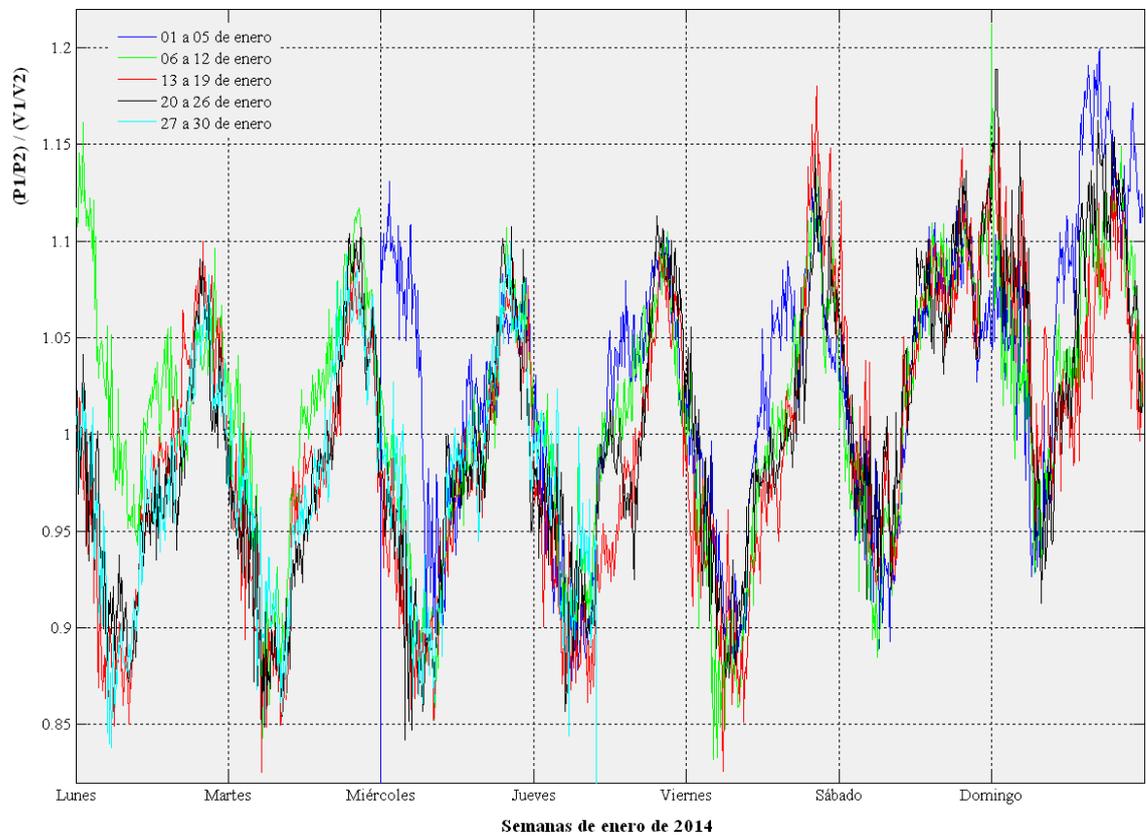


Figura 5.15: Patrón semanal corregido de la relación entre la demanda en las dos redes.

Fuente: [Elaboración propia]

La figura 5.16 muestra la misma curva, esta vez ampliada en el intervalo correspondiente a la víspera del día del ensayo, al objeto de verificar el método y cuantificar los márgenes de error. Con línea más gruesa en color marrón se representa el valor promedio que constituirá el valor estimado de la demanda relativa de la red piloto referida a la demanda y a la tensión en la segunda red. La curva diaria comienza a las 10:00 h de la mañana para hacer coincidir los cálculos diarios con el tiempo del ensayo.

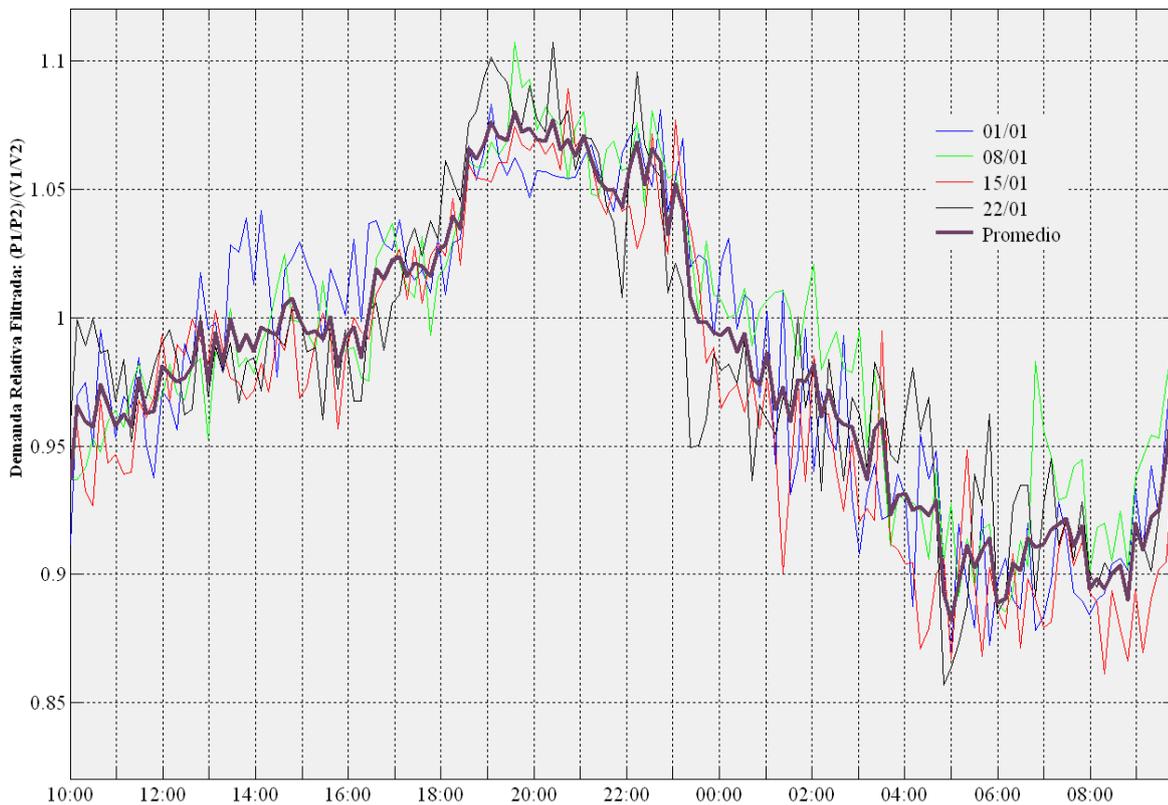


Figura 5.16: Demanda relativa filtrada estimada la víspera del ensayo.

Fuente: [Elaboración propia]

El siguiente paso para poder estimar la demanda en la red piloto, es inferir la tensión con que se habría operado ese día. Para calcularla se recurre a los registros históricos de la tensión los días previos durante el mes de enero, figura 5.17.

Al igual que con la demanda relativa, también se aprecia cierto patrón diario en la evolución de la tensión durante el mes. Aunque menos pronunciado debido a que el rango en el que se mueve es más estrecho (800 V, la resolución de esta medida en el centro de control es de 100 V, de modo que la tensión varía entre nueve escalones).

En la figura 5.18 se ha representado, superpuesta, la evolución de la tensión los miércoles del mes de enero. Además se representa el valor medio que servirá, junto con la demanda relativa obtenida anteriormente, para calcular la demanda estimada en la red piloto el día anterior al ensayo.

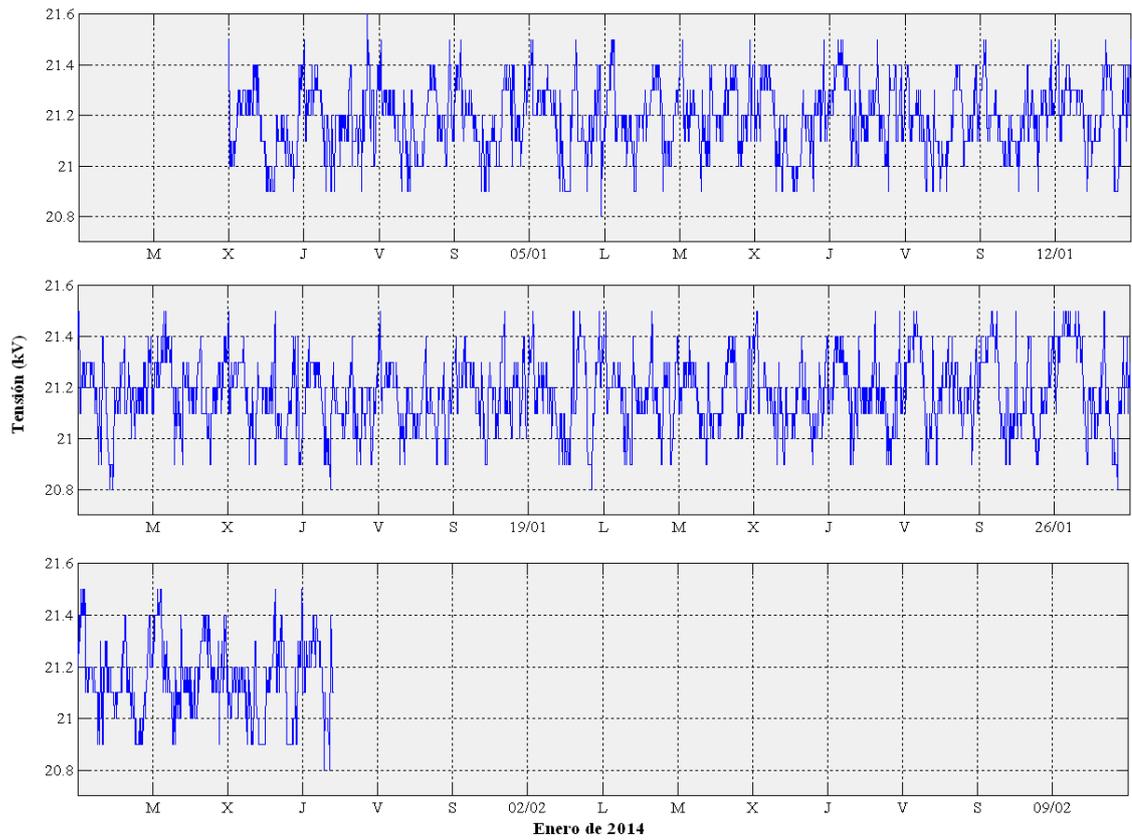


Figura 5.17: Tensión en la red piloto durante el mes de enero hasta el día del ensayo.

Fuente: [Elaboración propia]

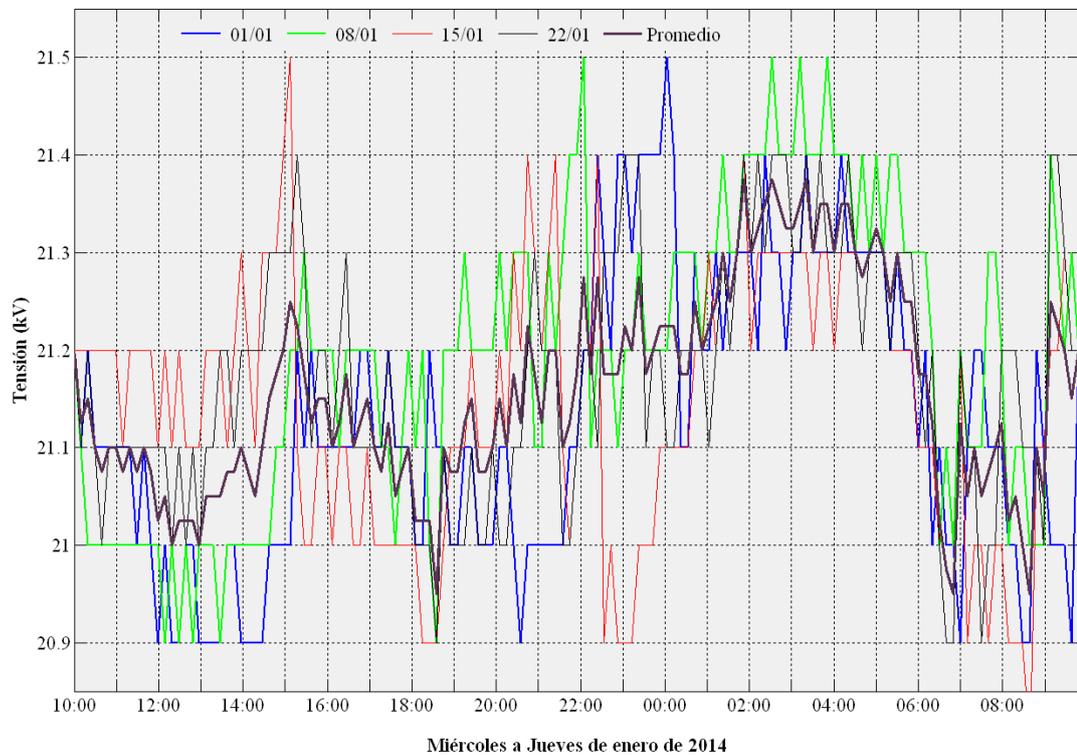


Figura 5.18: Tensión estimada en la red el día antes del ensayo.

Fuente: [Elaboración propia]

La demanda estimada se obtiene por aplicación de la expresión 5.4 a cada uno de los registros de la serie temporal:

$$P_{1\ Est} = \left(\frac{P_1}{\frac{P_2}{V_1}} \right)_{Est} \cdot \frac{P_2}{V_2} \cdot V_{1\ Est} \quad (5.4)$$

donde (P) es la demanda evaluada como potencia activa expresada en MW, (V) es la tensión medida en barras de la subestación y expresada en kV y los subíndices (1), corresponden a la red piloto, (2) la red similar establecida como referencia para la comparación y (Est) hace referencia a que el valor es una estimación.

En la figura 5.19 se presenta la curva de demanda estimada resultante comparada con la curva de demanda con los datos reales medidos en la subestación. La diferencia entre las medias diarias es $14,2881\text{ MW} - 14,3657\text{ MW} = -0,0776\text{ MW}$, $-0,54\%$.

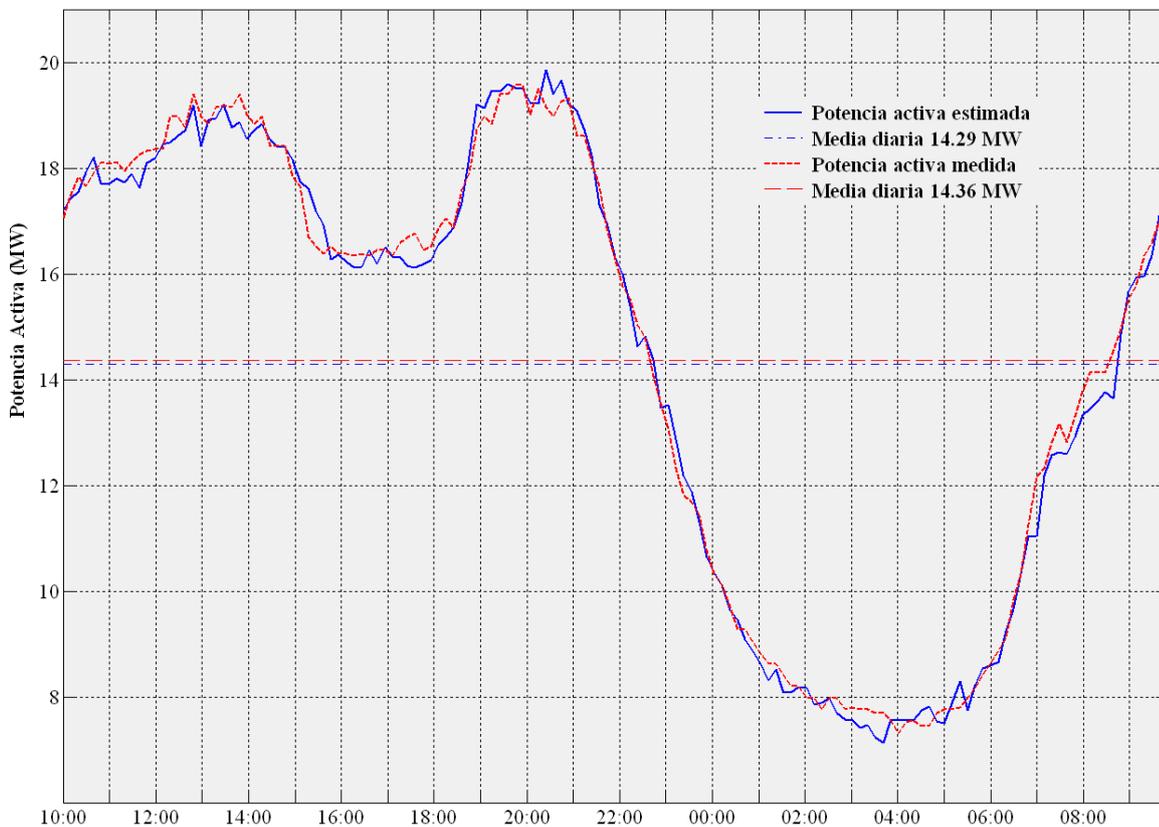


Figura 5.19: Comparación entre las demandas real y estimada en la red piloto el día antes del ensayo.

Fuente: [Elaboración propia]

En la tabla 5.6 se recogen los resultados obtenidos al realizar la misma comparación-regresión durante todos los días de la semana anterior al ensayo. Estos resultados representan los márgenes de error del método de inferencia que podrán aplicarse al determinar el ahorro energético obtenido con la estrategia de reducción de tensión. El máximo error producido en la estimación de la demanda es de **+0,86%**.

Una reflexión a tener en cuenta es que cada vez que la estimación de la demanda es inferior a la demanda real, el ahorro energético resultante estará siendo subestimado.

	<i>Viernes</i>	<i>Sábado</i>	<i>Domingo</i>	<i>Lunes</i>	<i>Martes</i>	<i>Miércoles</i>
U_{Est}	21,1704	21,2016	21,1699	21,1829	21,1743	21,1583
U_{Real}	21,2035	21,2333	21,1521	21,1479	21,1486	21,1361
$\Delta U(\%)$	-0,1561	-0,2377	0,1456	0,1653	0,1217	0,1051
P_{Est}	13,8182	12,4593	12,1862	14,4239	14,5613	14,2881
P_{Real}	13,7894	12,5118	12,0854	14,3012	14,4508	14,3657
$\Delta P(\%)$	0,2087	-0,4198	0,8340	0,8583	0,7645	-0,5398

Tabla 5.6 Márgenes de error del método combinado de comparación-regresión.

Fuente: [Elaboración propia]

Si después del ensayo de reducción de tensión se le resta 0.86% a la demanda inferida por el método combinado de comparación-regresión, se podrá garantizar que los efectos de la reducción de la tensión de conservación sobre la demanda de potencia activa y el consumo energético no estarán siendo sobrevalorados.

La dependencia entre la potencia y la tensión vuelve a destacarse a la vista de los resultados de la Tabla 5.6, al comprobar que la máxima diferencia entre demanda real y estimada se produce el mismo día con la máxima diferencia entre tensiones estimada y real. Esta conclusión también podría haberse derivado de la expresión 5.4 que expresa esta proporcionalidad directa.

El método combinado de comparación-regresión y su aplicación para la evaluación de los efectos de la reducción de tensión de conservación fue presentado en el 55° Congreso Científico Internacional de Ingeniería Eléctrica y de Potencia de la Universidad Técnica de Riga (RTUCON-2014) celebrado en Riga, Letonia, en octubre de 2014 [Vega-Fuentes et al., 2014c].

5.4.1 Evaluación de los efectos de la CVR por comparación-regresión

En la figura 5.20 se representa la demanda relativa filtrada durante los jueves de enero y la estimación para el día del ensayo referida a la demanda y a la tensión en la segunda red.

Como ya se vio en la explicación del método, el siguiente paso es estimar la tensión con que se habría operado la red piloto ese día. Se refleja en la figura 5.21.

A la vista de la curva de evolución de la tensión en la red piloto, se aprecia que aunque la tensión objetivo es de 21,0 kV la tensión media prácticamente es de 21,2 kV y que salvo las horas punta de máxima demanda en que la tensión llega a bajar en algunos casos hasta los 20,8 kV, el resto del tiempo la red se opera con sobretensión, alcanzándose alguna vez los 21,6 kV.

En la figura 5.22 se representan la demanda estimada en la red piloto obtenida por aplicación de la expresión 5.4 y el valor medio estimado durante el período del ensayo (14,5493 MW). Estas curvas se comparan con los valores realmente obtenidos durante la aplicación de la CVR.

La mayor reducción de la demanda (ΔP_{MAX}) alcanza un valor de 1,73 MW, que en ese instante supone un 10,0897%. Se produce a las 15:40 h.

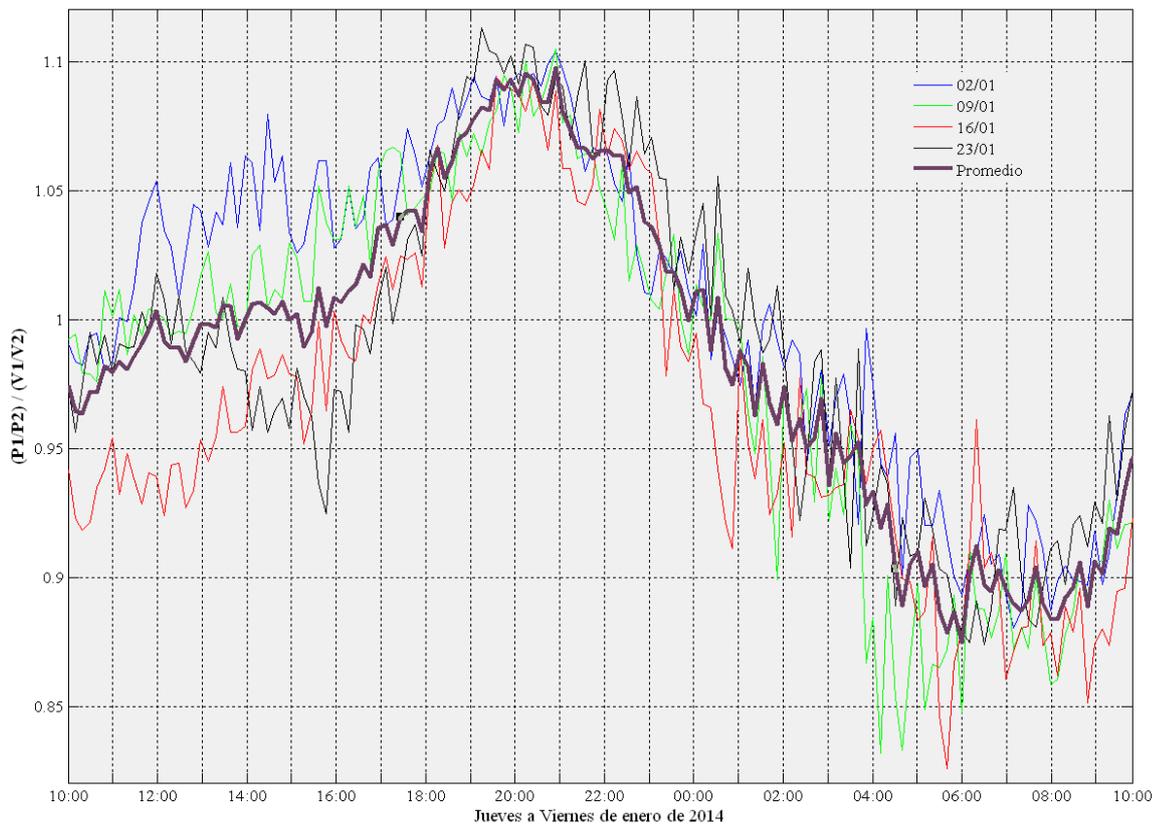


Figura 5.20: Demanda relativa estimada el día del ensayo.

Fuente: [Elaboración propia]

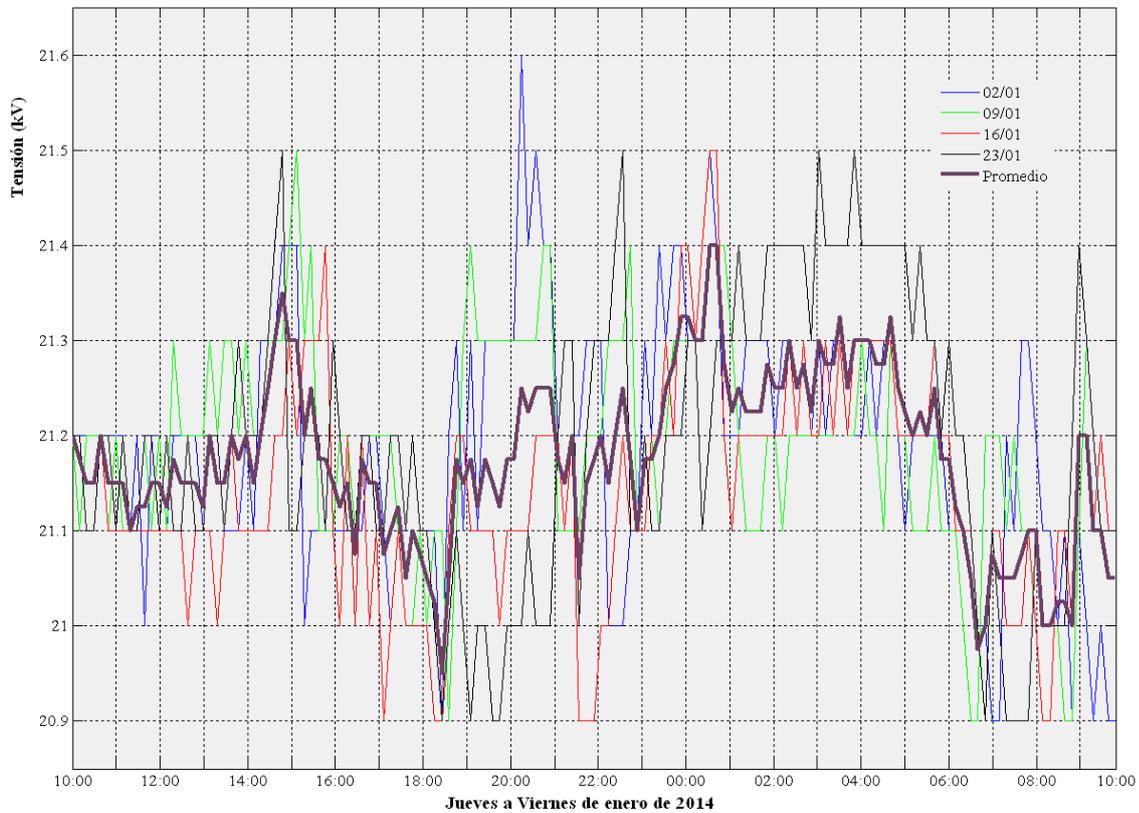


Figura 5.21: Tensión en la red estimada el día del ensayo.

Fuente: [Elaboración propia]

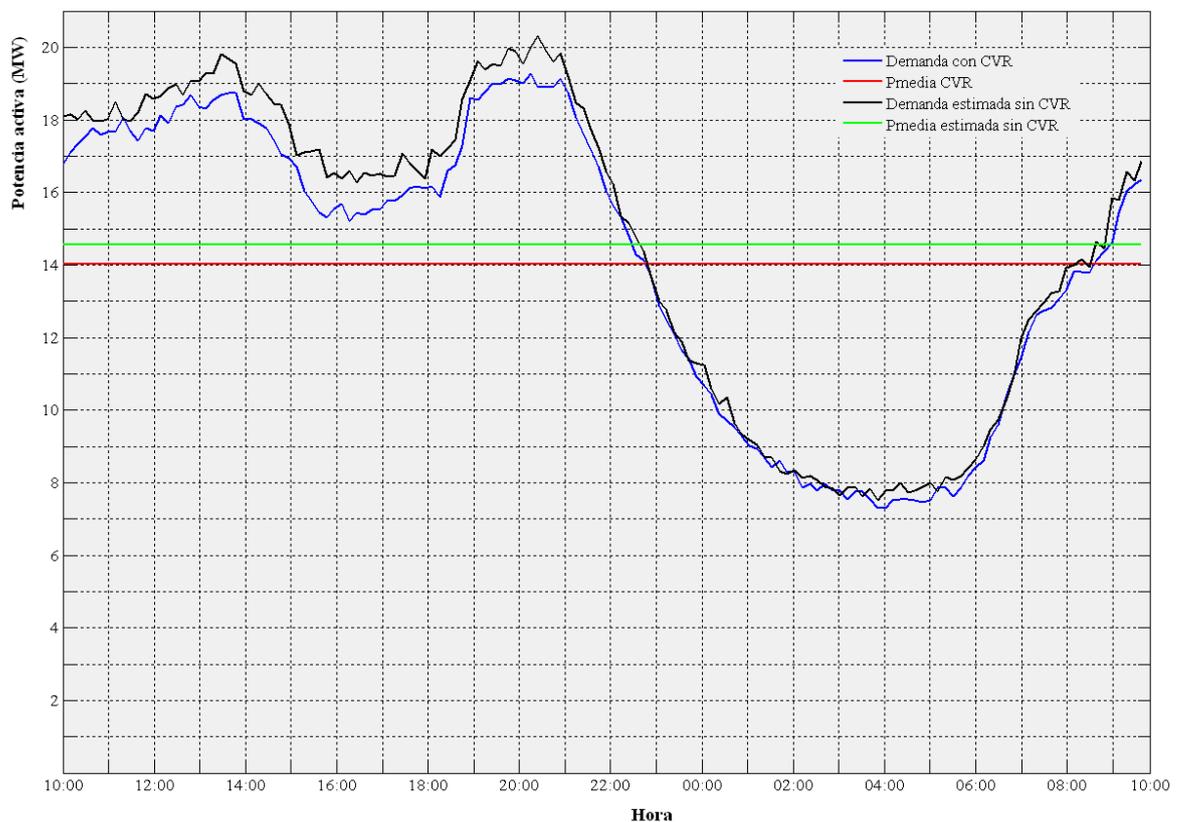


Figura 5.22: Comparación de la potencia activa en el lado MT del transformador con control integrado Volt/Var con la estimada mediante el método combinado de comparación-regresión.

Fuente: [Elaboración propia]

Como era previsible, esta gráfica presenta una gran similitud con las figuras 5.9 y 5.11 que representaron la comparación de la demanda con CVR con las demandas del día antes de la prueba y del mismo día en la semana anterior. El valor de la potencia media estimada es ligeramente superior, pero antes de extraer conclusiones respecto al factor CVR conviene analizar el alcance de la reducción de la tensión y aplicar los márgenes de error del método de evaluación.

La figura 5.23 muestra el perfil de la tensión en barra de 20 kV de la red operada con control integrado Volt/Var comparado con la estimación de la tensión con la que, en base a los registros históricos del mes, se estima que se habría operado la red. Tampoco sorprende el resultado, se asemeja a las figuras 5.8 y 5.10 si bien la curva con la estimación se aprecia más suavizada debido a que al estar constituida por valores promedio, no está sometida a los escalones de 100 V determinados por la precisión con la que se presenta la medida en el centro de control.

El valor medio que se estima que habría tenido la red piloto si no se hubiera realizado el ensayo es de 21,1771 kV. Apenas 10,4 V menos que el registrado el día anterior y 41,0 V por encima de la tensión media una semana antes. En ambos casos, con la precisión con que se opera la red, la diferencia es imperceptible.

Para no sobrevalorar el efecto de la CV, a los 14,5493 MW de demanda media inferida se minoran un 0,86% correspondiente al margen de error del método de estimación. De es-

ta forma se podrá afirmar que la demanda media del día del ensayo sin reducción de la tensión habría sido de al menos 14,4242 MW.

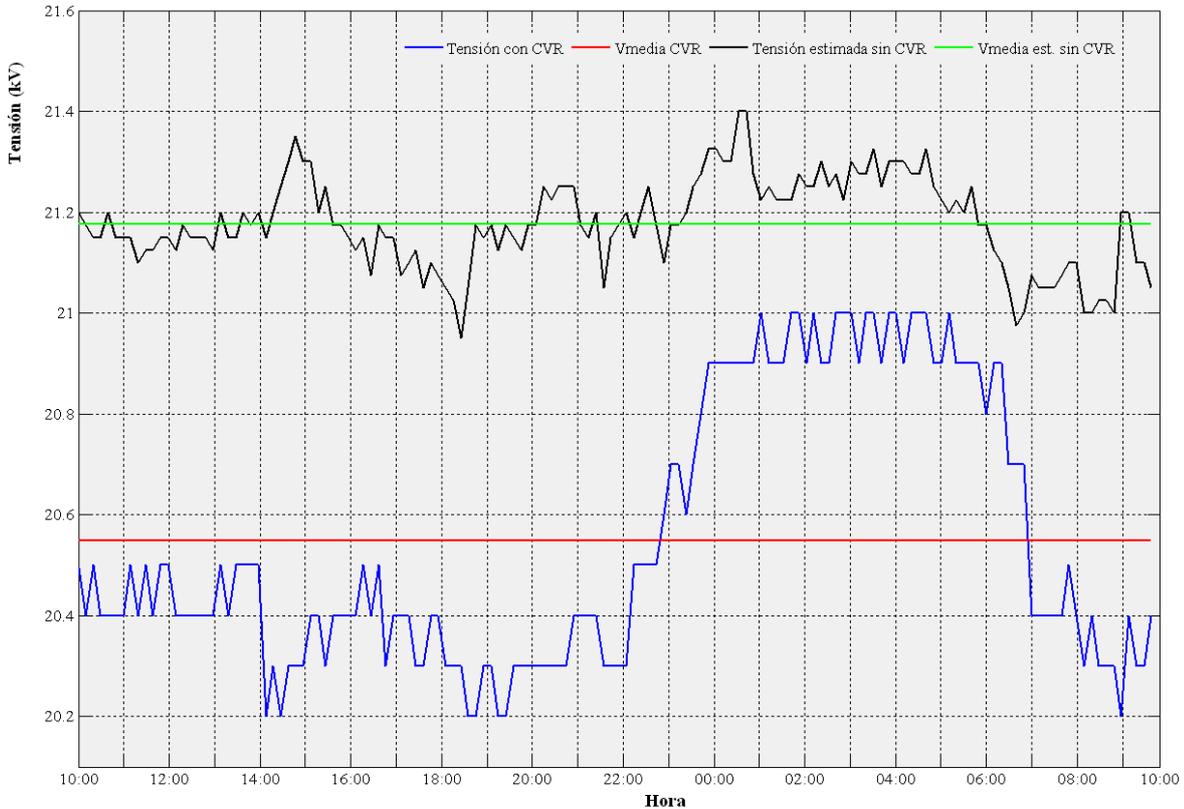


Figura 5.23: Comparación del perfil de tensión en barra 20 kV con control integrado Volt/Var con el estimado en base a la evolución de la tensión durante el mes.

Fuente: [Elaboración propia]

La tabla 5.7 presenta los resultados del cálculo del factor CVR en base a las estimaciones realizadas. Desprenden un CVR_f de **0,9161**.

	\bar{U} (kV)	\bar{P} (MW)	ΔV (%)	ΔP (%)	CVR_f
Sin CVR	21,1771	14,4242	-2,9711	-2,7216	0,9161
Con CVR	20,5479	14,0316			

Tabla 5.7 Cálculo del factor CVR por comparación con otra red similar.

Fuente: [Elaboración propia]

A continuación se repiten los cálculos desechando los registros entre las 22:41:36 h y las 06:57:56 h para mejorar la aproximación del CVR_f y minorando nuevamente un 0,86%. La tabla 5.8 muestra los nuevos resultados. El factor CVR calculado ahora es: **0,8211**.

	\bar{U} (kV)	\bar{P} (MW)	ΔV (%)	ΔP (%)	CVR_f
Sin CVR	21,1457	17,2202	-3,6740	-3,0169	0,8211
Con CVR	20,3688	16,7007			

Tabla 5.8 Cálculo del factor CVR por comparación con otra red similar desechando el período no efectivo.

Fuente: [Elaboración propia]

Como estimación del factor CVR de la red se podría tomar la media aritmética del valor obtenido por el método combinado de comparación-regresión (0,8211) y el valor obtenido por comparación de los resultados en la misma red durante otro período de tiempo (0,8920) que desprenden un $CVR_{f\text{ medio}}$ de 0,8565. Sin embargo, al tratarse de métodos diferentes de evaluación de los efectos de la estrategia de reducción de la tensión, se estima procedente conservar el valor más desfavorable, así cualquier cálculo del ahorro alcanzable que se realice utilizando este coeficiente estará dimensionado por lo bajo. Es decir, no se sobrevalorará el efecto que produce la CVR. Por lo tanto, se mantiene la cifra de **0,8211** como mejor aproximación del factor CVR de esta red.

5.5 Beneficios del control integrado Volt/Var

En los distintos análisis que se han realizado para evaluar los efectos de la estrategia de reducción de la tensión de conservación en la red piloto se ha objetivado una disminución de la demanda media diaria que oscila entre 334,1 kW y 410,7 kW. Estos valores se traducen (aplicando la expresión 4.11) en un ahorro energético diario comprendido entre 8.018,4 kWh y 9.856,8 kWh. Este ahorro es equivalente al consumo medio diario que podrían realizar entre 722 y 887 hogares de Gran Canaria, resultado obtenido mediante la expresión 4.12.

Dicho con otras palabras, una estrategia de operación llevada a cabo desde el centro de control con un alcance de reducción de la tensión conservador, realizada en el ámbito de actuación de sólo media subestación, que no requirió ni inversión en adquisición ni adecuación de equipos o infraestructuras de la red de distribución, ni dedicación de recursos humanos y que no produjo ningún efecto adverso ni reclamación por parte de consumidores y usuarios, generó un ahorro equivalente al menos al consumo que realizan 722 hogares.

Teniendo en cuenta los precios voluntarios para el pequeño consumidor⁴⁵ (PVPC, antiguas tarifas de último recurso existentes), el término de energía sin discriminación horaria durante el período del ensayo fue de 0,129132 €/kWh este ahorro energético en la factura eléctrica del consumidor residencial se traduce en un ahorro comprendido entre 1.035,43 € y 1.272,83 € diarios, entre 31.062,96 € y 38.184,85 € mensuales y entre 372.755,53 € y 458.218,19 € anuales.

En cuanto a emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, en [IDAE, 2014] se establece un factor de producción de emisiones de CO₂ asociado a la generación de electricidad convencional en Canarias de 0,811 kg CO₂/kWh Energía final. Por tanto, el ahorro estimado se traduce en una reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera comprendido entre 6.502,92 kg y 7.993,86 kg diarios, entre 195,08 t y 239,81 t mensuales y entre 2.341,05 t y 2.877,79 t anuales.

En [IDAE, 2014] también se define un coeficiente de paso de energía primaria expresada en toneladas equivalentes de petróleo (tep) de energía primaria (e.p.) a energía final (e.f.) para Canarias de 0,268 tep e.p./MWh e.f. Este coeficiente aplicado a la reducción de

⁴⁵Real Decreto-Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014. B.O.E. núm. 311 de 28 de diciembre de 2013.

consumo estimado, se traduce en un ahorro diario de entre 2,15 tep y 2,64 tep, mensual de entre 64,47 tep y 79,25 tep y anual de entre 773,61 tep y 950,98 tep.

A continuación se compara la estrategia de reducción de la tensión de conservación con la producción de electricidad mediante fuentes de energía renovables. En concreto se estimará el tamaño que deberían tener una instalación fotovoltaica o una eólica para producir la misma cantidad de electricidad que se ahorra con la estrategia utilizada en la prueba piloto.

En el anuario energético de Canarias de 2012 [Gobierno de Canarias, 2013] se presentan las horas equivalentes medias anuales de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. La cifra para la isla de Gran Canaria fue de 1.414 horas. Este valor representa la energía producida durante todo el año dividida entre la potencia total instalada a final de ese año. Este ratio depende del potencial fotovoltaico de la zona donde se encuentre ubicada la instalación y de la eficiencia de funcionamiento de la misma. Es una buena aproximación del rendimiento medio de este tipo de instalaciones en la isla.

Utilizando ese dato se determina la potencia nominal que deben tener los paneles para generar la misma energía que se ha ahorrado con la CVR. La expresión 5.5 muestra el cálculo para generar 334,1 kW. El efecto de ahorro de la estrategia de control integrado Volt/Var en media subestación es equivalente a una instalación fotovoltaica de entre 2.069,81 kW y 2.544,36 kW.

$$\text{Potencia de pico} = \frac{\text{Petición de energía anual}}{\text{N}^\circ \text{ de horas equivalentes}} = \frac{334,1 \times 24 \times 365}{1.414} = 2.069,81 \text{ kW} \quad (5.5)$$

Hay distintas tecnologías de paneles fotovoltaicos en el mercado, la más empleada está basada en silicio monocristalino. Las presentaciones de los módulos varían dependiendo de los fabricantes: de 10 W, 38 W, 43 W, 50 W, 100 W, 200 W, etc. La potencia por unidad de superficie en cada uno de ellos va aumentando hasta que prácticamente se estabiliza en 150 W/m². Valor que se ha tomado como referencia a efectos de cálculo y que desprende una superficie de entre 13.798,76 m² y 16.962,43 m² de paneles solares.

En el mismo anuario, las horas equivalentes medias anuales de funcionamiento de los parques eólicos de Gran Canaria fueron 2.799. En este cómputo se filtraron las instalaciones que por razones técnicas funcionaron por debajo de lo normal con unas horas equivalentes muy por debajo de las que corresponderían al potencial eólico de las zonas en las que se encuentran ubicadas.

Realizando el mismo cálculo mostrado en la expresión 5.5 se obtiene que la potencia de los aerogeneradores que generarían la misma energía que se ahorra con la reducción de tensión en la red debe ser de entre 1.045,63 kW y 1.285,36 kW.

En la tabla 5.9 se resumen los resultados de beneficios derivados del control integrado de la tensión, donde (*D*, *M*, *A*) corresponden a los períodos diario, mensual y anual, (**Área FV**) es la superficie de paneles solares fotovoltaicos que habría que instalar para generar la misma energía y (**Potencia aerogen.**) es la potencia que deberían tener los aerogeneradores para producir la energía anual equivalente al ahorro obtenido.

	<i>Energía (MWh)</i>	<i>Factura consumidor residencial (€)</i>	<i>Emisiones CO₂ (t)</i>	<i>Toneladas equivalentes petróleo (tep)</i>	<i>Área FV (m²)</i>	<i>Potencia aerogen. (kW)</i>
D	8,02~9,85	1.035~1.604	6,50~7,99	2,15~2,64	13.799 ~ 16.962	1.045 ~ 1.285
M	240,55~295,70	31.063~38.184	195~240	64~79		
A	2.886,62~3.548,44	372.755~458.218	2.341~2.878	774~951		

Tabla 5.9 Beneficios de la CVR. Ahorros equivalentes.

Fuente: [Elaboración propia]

La energía eléctrica fotovoltaica generada en el archipiélago durante el año 2012 por instalaciones conectadas a red fue de 254.393 MWh y la producción eólica en Canarias durante el mismo período fue de 363.045 MWh [Gobierno de Canarias, 2013]. El ahorro obtenido equivale al (1,13%~1,39%) de la producción fotovoltaica en la islas y al (0,80%~0,98%) de la eólica.

Los resultados presentados corresponden al ahorro generado con el empleo de la estrategia propuesta en la red conectada a una de las dos barras de distribución de una subestación, es decir, en media subestación. Es verdad que la subestación posee unas características “ideales” y por eso fue seleccionada para el ensayo. Aún así, es más que probable que estas características las tengan más subestaciones en el territorio de la Comunidad Autónoma.

Actualmente en la región hay 54 subestaciones (23 en Gran Canaria, 21 en Tenerife, 8 en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura, se considera uno solo por estar interconectado mediante red submarina y 2 en La Palma). En la tabla 5.10 se presenta el ahorro anual equivalente que se obtendría extrapolando los resultados al 10% (5,5 subestaciones, el ensayo es el ejemplo de que se puede aplicar la estrategia en media subestación) y al 25% (13,5 subestaciones) de las redes de distribución de la Comunidad.

	<i>Energía (GWh)</i>	<i>Factura cons. residencial (M€)</i>	<i>Emisiones CO₂ (kt)</i>
10% Red	31,75 ~ 39,03	4,10 ~ 5,04	25,75 ~ 31,66
25% Red	77,94 ~ 95,81	10,06 ~ 12,37	63,21 ~ 77,71
	<i>Área FV (m²)</i>	<i>Potencia aerogeneradores (kW)</i>	<i>Toneladas equiv. Petróleo (ktep)</i>
10% Red	151.789 ~ 186.582	11.495 ~ 14.135	8,51 ~ 10,46
25% Red	372.573 ~ 457.974	28.215 ~ 34.695	20,90 ~ 25,68

Tabla 5.10 Ahorro anual equivalente al aplicar la estrategia en el 10% y 25% de la red.

Fuente: [Elaboración propia]

Estos resultados son sólo una aproximación en bruto de los resultados que se podrían obtener. Para afinar la estimación habría que analizar con más detalle en qué subestaciones se podría aplicar la estrategia y estudiar la carga instalada. Ese estudio podría constituir una línea futura de investigación derivada de esta tesis. Sin embargo, aunque poco precisa, la aproximación evidencia que la implantación de la estrategia en el 10% de la red implicaría un ahorro superior a la producción eólica durante 2012 en cualquier isla no capitalina del archipiélago (sin contar Gran Canaria ni Tenerife, Lanzarote registró la mayor producción de origen eólico, 29.922 MWh) y mayor que la integración de la energía de origen fo-

tovoltaico en todas ellas (sin contar Gran Canaria ni Tenerife, la energía fotovoltaica conectada a red que se generó en el resto del archipiélago fue 26.791 MWh).

Con los medios disponibles actualmente en las redes de distribución en Canarias, no es posible reducir más la tensión durante las horas de la noche. Pero si se pudiera reducir más la tensión, bien porque los transformadores de potencia tuvieran otra disposición de las tomas de regulación o bien porque la red de transporte se operara con valores más próximos a los nominales, en ese caso, la capacidad de ahorro estaría determinada por el factor CVR_f de la red y por el alcance de la reducción de tensión.

El CVR_f estimado para la red piloto es **0,8211**, se obtuvo con los datos registrados en los períodos durante los cuales se pudo mantener la tensión en la consigna definida (no se tuvieron en cuenta los registros obtenidos entre las 22:41:36 h y las 06:57:56 h). A partir de los registros históricos de la red piloto se obtiene que la demanda media durante el año 2013 fue de 13,29 MW y la tensión media fue de 21,19 kV. Si la tensión se hubiera podido mantener en un valor medio de 20,4 kV lo que habría supuesto una reducción de tensión de -3,72%, entonces por aplicación de la expresión 2.7, la reducción de demanda alcanzable sería de -3,05% que desprende un valor de reducción media de potencia de 405 kW. La tabla 5.11 refleja el ahorro anual equivalente que supone una reducción conservadora en esta red. También estima el ahorro que se obtendría extrapolando los resultados al 10% y al 25% de las redes de distribución en Canarias.

	<i>Energía (GWh)</i>	<i>Factura consum.residencial (M€)</i>	<i>Emisiones CO₂ (kt)</i>
Red Piloto	3,50	0,45	2,84
10% Red	38,49	4,97	31,22
25% Red	94,48	12,20	76,62
	<i>Área FV (m²)</i>	<i>Potencia aerogen. (kW)</i>	<i>Toneladas equiv. Petróleo (ktep)</i>
Red Piloto	16.727	1.267	0,94
10% Red	183.997	13.943	10,31
25% Red	451.629	34.223	25,32

Tabla 5.11 Ahorro anual equivalente con mayor capacidad de regulación.

Fuente: [Elaboración propia]

Si se considera que con la estrategia de operación vigente la tensión nominal sólo se está dando en la hora punta y durante el resto del tiempo hay sobretensión, se podría plantear un alcance de reducción de tensión más agresivo que hiciera que esta bajara hasta el mínimo reglamentario en los períodos de máxima demanda. Supondría realizar una reducción de tensión del 7% que considerando el CVR_f estimado de la red, implicaría una reducción de la demanda de -5,74% sobre los 13,29 MW medios anuales. La reducción media de potencia sería de 762 kW. En la tabla 5.12 se presenta el ahorro anual equivalente que supondría esta reducción.

Los beneficios potenciales de la estrategia son evidentes. Por destacar algo, la potencia eólica que habría que instalar para equiparar el ahorro derivado de implantar esta estrategia en el 10% de la red equivaldría a más de cinco aerogeneradores de 5 MW como el prototi-

po *offshore* instalado en el puerto de Arinaga en Gran Canaria, actualmente la única instalación marina de España.

	<i>Energía (GWh)</i>	<i>Factura consum. residencial (M€)</i>	<i>Emisiones CO₂ (kt)</i>
Red Piloto	6,58	0,85	5,34
10% Red	72,42	9,35	58,73
25% Red	177,76	22,95	144,16
	<i>Área FV (m²)</i>	<i>Potencia aerogeneradores (kW)</i>	<i>Toneladas equiv. petróleo (ktep)</i>
Red Piloto	31.471	2.385	1,76
10% Red	346.187	26.233	19,41
25% Red	849.732	64.390	47,64

Tabla 5.12 Ahorro anual equivalente reduciendo la tensión un 7%.

Fuente: [Elaboración propia]

Por último, cuando se termine la sustitución de los contadores convencionales por contadores telegestionados, y se pueda acceder desde el centro de control a las medidas de las tensiones en los puntos más desfavorables de cada red, se podrá ajustar la tensión al límite reglamentario durante todas las horas del día. En este caso ya no se operaría con una consigna de tensión constante y uniforme en todas las subestaciones sino que sería el resultado del cálculo obtenido en base a la realimentación de la tensión.

Ya se vio que la tensión media anual durante 2.013 en la barra de la subestación que alimenta la red piloto fue de 21,19 kV. Esto es, una sobretensión del 0,90%. Con el control realimentado se podría realizar una reducción de tensión media de $7 + 0,90 = 7,90\%$ que en base al CVR_f y a la demanda media anual en la red piloto resulta una reducción media de 862 kW. La tabla 5.13 muestra el ahorro anual equivalente que supondría esta reducción.

	<i>Energía (GWh)</i>	<i>Factura consum. residencial (M€)</i>	<i>Emisiones CO₂ (kt)</i>
Red Piloto	7,44	0,96	6,04
10% Red	81,92	10,58	66,44
25% Red	201,09	25,97	163,08
	<i>Área FV (m²)</i>	<i>Potencia aerogeneradores (kW)</i>	<i>Toneladas equiv. petróleo (ktep)</i>
Red Piloto	35.602	2.698	1,99
10% Red	391.619	29.676	21,95
25% Red	961.246	72.840	53,89

Tabla 5.13 Ahorro anual equivalente con control realimentado.

Fuente: [Elaboración propia]

Sólo en la red piloto, el ahorro potencial en la factura de los consumidores asciende a casi un millón de euros (961.733,81 €).

Los resultados obtenidos con la experiencia piloto de reducción de la tensión en una red de distribución fueron presentados en el 3^{er} Congreso Internacional de Ciencia e Ingeniería de Potencia (ICPSE 2014) celebrado en Barcelona en diciembre de 2014 [Vega-

Fuentes et al., 2014d], además se publicarán en el ejemplar de enero de 2015 de *Applied Mechanics and Materials Journal*.

5.6 Conclusiones

En este capítulo se han analizado los resultados del ensayo de 24 h de duración de optimización de la tensión en una red de distribución en servicio, ejerciendo un control integrado Volt/Var basado en lógica difusa.

La reducción de tensión no generó ningún evento ni incidencia relacionados con la calidad del suministro. No se registró ninguna reclamación por parte de consumidores relacionada con el valor de la tensión en ningún punto afectado por la prueba piloto. Tampoco se registraron avisos por ninguna otra vía como pudieran ser cuadrillas de mantenimiento, personal de zona, etc.

Pese a que la intención era reducir la tensión de operación de la red hasta 20,4 kV, la tensión media durante la experiencia quedó en 20,54 kV. Con el equipamiento disponible, no hay capacidad para reducir la tensión en las horas de la noche cuando la demanda baja y la tensión en la red de transporte supera los 67 kV, llegando a alcanzar los 68,2 kV.

Teniendo en cuenta que reglamentariamente la tensión en la red de transporte podría alcanzar los 72 kV, se recomienda que los transformadores de potencia a instalar en estas subestaciones tengan una disposición diferente de las tomas de regulación en carga, por ejemplo +14 y -7 frente a la +6 y -15 actual sobre la toma de valor nominal 22/66 kV.

En cuanto a los efectos de la reducción de la tensión de conservación, los resultados evidencian que la disminución de la tensión de operación de la red se traduce en un descenso de la demanda y del consumo.

La evaluación de los efectos de la CVR por el método de comparación con la misma red durante otro período de tiempo con características climatológicas y de carga similares desprende un factor CVR de la red de 0,8920.

Se ha desarrollado un método novedoso para la evaluación de los efectos de la CVR, el método combinado de comparación-regresión. El método combina las aproximaciones de los métodos de comparación para generar una referencia sin el impacto de ruidos como la climatología, estación del año o nivel de carga. Se detectó que la relación entre las dos redes conectadas a la misma subestación, cuando se filtra el efecto de la tensión, presenta un patrón diario. Este fenómeno ha sido utilizado para predecir la demanda relativa el día del ensayo e inferir qué demanda habría existido si la red no se hubiera operado con la estrategia de reducción de tensión.

El método se ha verificado con los días de la semana previos al ensayo obteniendo los márgenes de error de los resultados de la inferencia.

La evaluación de los efectos de la reducción de tensión mediante el método combinado de comparación-regresión desprende un CVR_f de al menos 0,8211. Este cálculo incluye la sustracción del 0.86% de la demanda estimada correspondiente al margen de error del método.

Se aproxima el factor CVR de la red piloto como el valor más desfavorable de los obtenidos con los métodos utilizados: 0,8211. De esta forma no se sobrevalorará el efecto de la reducción de tensión y cualquier cálculo de ahorro alcanzable que se realice utilizando este factor estará dimensionado por lo bajo.

El valor obtenido se encuentra dentro del rango esperado [0,1171 ~ 1,2538] que se definió en el capítulo 4, pero por encima de 0,7845, valor esperado en base a los cálculos realizados para esta red. Este resultado denota mayor sensibilidad de las cargas conectadas a la variación de la tensión.

La reducción media de demanda obtenida en la red piloto con una estrategia conservadora (reducción media de tensión entre 2,78% y 3,02%) está entre 334,1 kW y 410,7 kW. Esta reducción de la demanda provoca un ahorro en el consumo diario entre 8,02 MWh y 9,85 MWh, equivalente al consumo diario medio de entre 722 y 887 hogares en Gran Canaria. El ahorro equivalente a mantener la estrategia durante un año sólo en esta red sería de más de 370.000 € en la factura eléctrica. Haría falta un aerogenerador de más de 1 MW de potencia o más de 13.800 m² de paneles solares fotovoltaicos para generar la misma cantidad de energía que la que se ahorra en esta red.

Si los resultados obtenidos se extrapolan al 10% de la red (5,5 de las 54 subestaciones existentes en los sistemas eléctricos de Canarias), el ahorro energético anual sería de más de 31 GWh, equivalente a más de 4 M€ en la factura eléctrica o a 11,5 MW de potencia eólica instalada. Estos resultados se obtendrían sin necesidad de realizar ningún cambio ni de infraestructuras ni de equipamiento de la red, solamente con un cambio en la consigna de operación de la red en el centro de control.

En cuanto al potencial de la red, si se pusieran los medios para poder reducir más la tensión, bien con transformadores con tomas de regulación mejor distribuidas o mediante acuerdos con el operador de la red de transporte para que se comprometiera a mantener los niveles de tensión entre márgenes más estrechos y si se realizara una estrategia de reducción más agresiva, que alcanzara el -7%, la energía anual que se ahorraría sólo en esta red sería de más de 6,5 GWh, 850.000€ en la factura eléctrica. Esta estrategia en el 10% de la red de distribución en Canarias equivaldría a más ahorro energético que lo que podrían generar cinco aerogeneradores de 5 MW.

Por último, cuando se pueda acceder desde el centro de control a las medidas de las tensiones en los puntos más desfavorables de cada red, se podrá ajustar la tensión al límite reglamentario durante todas las horas del día. En este caso ya no se operaría con una consigna de tensión constante y uniforme en todas las subestaciones sino que sería el resultado del cálculo obtenido en base a la realimentación de la tensión. El ahorro que se estima que se podría tener en el 10% de la red sería de más 80 GWh, más de 10,5 millones de euros en la factura eléctrica y equivalente a una potencia eólica de 29,6 MW.

Capítulo 6

Conclusiones

Índice

6.1 Antecedentes.....	127
6.2 Conclusiones.....	127
6.3 Líneas futuras de investigación	130

En este capítulo se recopilan las conclusiones obtenidas como resultado del trabajo desarrollado en esta tesis. También se recogen las líneas futuras de investigación abiertas con este trabajo.

6.1 Antecedentes

En el escenario actual de liberalización del sector eléctrico las empresas gestoras de la distribución deben buscar la obtención de beneficios en la propia actividad de distribución.

El sistema retributivo regulado, deja un margen de maniobra estrecho para obtener un beneficio razonable, obligando a las empresas a realizar su actividad de forma eficiente y bien gestionada. Esta situación unida a la coyuntura económica y la creciente preocupación por la sostenibilidad y la eficiencia energética ha impulsado el desarrollo de los sistemas de gestión de la distribución. Así, los avances de las tecnologías de la información y la comunicación están encontrando en la distribución un campo de aplicación fértil.

Con el desarrollo creciente de las redes inteligentes, la reducción de la tensión de conservación se plantea como un modo adecuado y económicamente efectivo de ahorrar energía.

6.2 Conclusiones

En primer lugar se presentan las contribuciones aportadas por esta tesis:

- Se ha documentado la arquitectura y funcionalidades básicas de los DMS, base para la definición de estrategias que ayuden a mejorar la eficiencia de la operación de la red de distribución eléctrica.
- Dada la importancia del control coordinado de la tensión y de los flujos de potencia reactiva, se han repasado los sistemas existentes para la producción de potencia reactiva y para la regulación de la tensión profundizando en los implementados en las redes de distribución en Canarias. Además, se ha realizado una revisión bibliográfica de los algoritmos de control VVC existentes.

- Se han verificado las prestaciones del sistema automático de control Volt/Var basado en OPF que opera actualmente las redes canarias y se han detectado deficiencias tanto en la regulación de tensión como en la compensación de potencia reactiva. Como alternativa, se ha diseñado un sistema de VVC basado en lógica difusa como herramienta de tiempo real, en línea. Solución automatizada basada en inteligencia artificial susceptible de ser integrada en la unidad de control de la subestación.
- Se ha revisado el estado del arte en la aplicación de la estrategia de reducción de tensión de conservación. En particular en cuanto a los métodos de evaluación de sus efectos y en los modos de implementación. Y para identificar los factores CVR obtenidos en ensayos similares en otras redes de distribución.
- Se ha desarrollado el método combinado de Comparación-Regresión para inferir la demanda en una red a partir de los datos registrados en dos redes conectadas a la misma subestación. El método presenta un margen de error de + 0.86%.
- Se ha diseñado una experiencia piloto para determinar cuánto ahorro energético y cuánta reducción de la demanda es posible obtener en las redes de distribución eléctrica en Canarias aplicando la estrategia de reducción de la tensión de conservación.

El trabajo de investigación desarrollado en esta tesis permite establecer las siguientes conclusiones finales:

- Se ha realizado una experiencia piloto de un día de duración, de gestión de la operación de una subestación en servicio para el control Volt/Var mediante un controlador basado en lógica difusa.
- Con los medios disponibles en la red, el nuevo controlador mantuvo la tensión media exactamente en el valor de consigna teniendo en cuenta la resolución de las medidas en el sistema de telecontrol. La desviación media de la tensión respecto al valor objetivo se rebajó un 64,81%.
- La reducción de carga computacional fue significativa reduciendo los tiempos de respuesta ante las condiciones cambiantes de la red.
- El factor de potencia visto en el punto frontera entre las redes de transporte y distribución se mantuvo siempre por encima de 0,98 mejorando ostensiblemente las prestaciones del VVC actual. Las pérdidas por efecto Joule en la red de transporte evaluadas en el conjunto del día se redujeron un 2,5% alcanzándose valores de reducción de las pérdidas de un 13,4% en instantes puntuales.
- La solución, es novedosa en comparación con el estado del arte en cuanto que genera las acciones de control a partir de los resultados del sistema de inferencia difusa, sin necesidad de realizar un estudio de flujo de carga para evaluar el estado

final alcanzable. Esta característica, limita el ámbito de aplicación a sistemas eléctricos similares al canario, aislados o que carezcan de red de subtransmisión.

- Se elimina la necesidad de equipar con reguladores de tensión cada posición de transformador de cada subestación. Con el consiguiente ahorro asociado no sólo por mejora de las prestaciones, también en concepto de reducción de la inversión necesaria para la puesta en marcha de nuevas posiciones.
- Constituye un paso hacia delante en pro de la automatización de las subestaciones en escenarios como el canario.
- Se ha realizado un ensayo de 24 h de duración de optimización de la tensión en una red de distribución en servicio, ejerciendo un control integrado Volt/Var basado en lógica difusa.
- La reducción de tensión no generó ningún evento ni incidencia relacionados con la calidad del suministro. No se registró ninguna reclamación por parte de consumidores relacionada con el valor de la tensión en ningún punto afectado por la prueba piloto. Tampoco se registraron avisos por ninguna otra vía como pudieran ser cuadrillas de mantenimiento, personal de zona, etc.
- Los resultados evidencian que la disminución de la tensión de operación de la red se traduce en un descenso de la demanda y del consumo.
- La evaluación de los efectos de la reducción de la tensión desprenden un factor CVR de la red de al menos 0,8211. Valor dentro de los límites estimados en la fase de diseño, obtenidos en base a los estudios realizados en otros territorios y que conforman el estado del arte, pero superior al promedio: 0,7845. La sensibilidad de la carga a la variación de la tensión resultó mayor de lo esperado.
- La reducción media de demanda obtenida en la red piloto con una estrategia conservadora (reducción media de tensión entre 2,78% y 3,02%) está entre 334,1 kW y 410,7 kW.
- Esta reducción de la demanda provoca un ahorro en el consumo diario entre 8,02 MWh y 9,85 MWh, equivalente al consumo diario medio de entre 722 y 887 hogares en Gran Canaria.
- El ahorro equivalente a mantener la estrategia durante un año sólo en esta red sería de más de 370.000 € en la factura eléctrica. Haría falta un aerogenerador de más de 1 MW de potencia o más de 13.800 m² de paneles solares fotovoltaicos para generar la misma cantidad de energía que la que se ahorra en esta red.
- Si los resultados obtenidos se extrapolan al 10% de la red, el ahorro energético anual sería de más de 31 GWh, equivalente a más de 4 M€ en la factura eléctrica o a 11,5 MW de potencia eólica instalada.

Estos resultados se obtendrían sin necesidad de realizar ningún cambio ni de infraestructuras ni de equipamiento de la red, solamente con un cambio en la consigna de operación de la red en el centro de control.

- En cuanto al potencial de la red, si se pusieran los medios para poder reducir más la tensión, bien con transformadores con tomas de regulación mejor distribuidas o mediante acuerdos con el operador de la red de transporte para que se comprometiera a mantener los niveles de tensión entre márgenes más estrechos y si se realizara una estrategia de reducción más agresiva, que alcanzara el -7%, la energía anual que se ahorraría sólo en esta red sería de más de 6,5 GWh, 850.000€ en la factura eléctrica.
- Cuando se pueda acceder desde el centro de control a las medidas de las tensiones en los puntos más desfavorables de cada red, se podrá ajustar la tensión al límite reglamentario durante todas las horas del día. En este caso ya no se operaría con una consigna de tensión constante y uniforme en todas las subestaciones sino que sería el resultado del cálculo obtenido en base a la realimentación de la tensión. El ahorro que se estima que se podría tener en el 10% de la red sería de más 80 GWh, más de 10,5 millones de euros en la factura eléctrica y equivalente a una potencia eólica de 29,6 MW.

6.3 Líneas futuras de investigación

Las líneas futuras de investigación que se abren tras la realización de este trabajo son las siguientes:

- La reducción de tensión en lazo abierto sigue siendo la técnica predominante de implementar la CVR, sin embargo la tendencia futura del VVC es de lazo cerrado incorporando información dinámica de la configuración de la red, medidas en tiempo real procedentes de los contadores telegestionados, algoritmos de flujo de carga óptimos y operación en modo CVR.
Es preciso estudiar cómo usar la gran cantidad de datos del sistema procedentes de los contadores inteligentes para coordinar un VVC que optimice la operación en tiempo real de todo el sistema.
- Hacen falta modelos de regresión más sofisticados para mejorar la precisión de la estimación de los efectos de la reducción de tensión. Las redes neuronales artificiales y las regresiones con máquinas de vectores de soporte se pueden usar para analizar los efectos de la CVR considerando la relación entre las cargas y los factores de impacto.
- Los métodos de simulación tienen el potencial para cuantificar de forma precisa los resultados de la CVR siempre que los modelos tanto del sistema como de las cargas se hagan adaptativos a los cambios dinámicos. Estimar los efectos de la CVR analizando la dependencia de las cargas con la tensión es una idea relativamente nueva que puede revelar la naturaleza de la CVR. Cómo identificar esta de-

pendencia de forma precisa es algo que debe ser estudiado. Otra ventaja es la posibilidad de estimar los efectos de la CVR en cualquier momento del test si la dependencia se calcula empleando algoritmos recursivos.

- El impacto de la generación distribuida en la CVR es un campo de investigación emergente. Debe estudiarse cómo mejorar los esquemas de VVC para mantener el perfil de tensión deseado a lo largo de toda una línea con DG. Otro tema a estudiar es cómo coordinar los controles de la DG y VVC para optimizar la CVR, además, considerando la incertidumbre de las salidas de la DG deben utilizarse métodos de optimización estocásticos.

Apéndice 1

Siglas y acrónimos

A continuación se relacionan las siglas y acrónimos que aparecen en esta tesis. En algunos casos, los términos en inglés se han acompañado de sus traducciones al español.

ADA	<i>Advanced distribution automation</i> , automatización avanzada de la distribución.
AEP	American Electric Power System.
AGC	<i>Automatic generation control</i> , control automático de la generación.
AMI	<i>Advanced metering infrastructure</i> , infraestructura avanzada de medida.
AMR	<i>Automatic meter reading</i> , lectura automática de contadores.
ANN	<i>Artificial neural networks</i> , redes neuronales artificiales.
ANM	<i>Active network management</i> , gestión activa de la red.
AT	Alta tensión.
BBCC	Baterías de condensadores.
BPA	Bonneville Power Administration.
BT	Baja tensión.
CA	Coeficiente de asignación.
CIS	<i>Customer information system</i> , sistema de información al cliente.
CLASS	<i>Customer Load Active System Services</i> , Proyecto de gestión activa de la demanda eléctrica en las redes de distribución mediante el control dinámico de la tensión.
CPUC	California Public Utilities Commission.
CVR	<i>Conservation voltage reduction</i> , reducción de la tensión de conservación.
CVR _f	Factor CVR.
DA	<i>Distribution automation</i> , automatización de la distribución.
DF	<i>Diversity factor</i> , factor de diversidad.
DG	<i>Distributed generation</i> , generación distribuida.
DMS	<i>Distribution management system</i> , sistema de gestión de la distribución.
ED	<i>Economic dispatch</i> , despacho económico.

EMS	<i>Energy management system</i> , sistema de gestión de la energía.
ENWL	Electricity North West Limited.
EPRI	Electric Power Research Institute.
FA	<i>Feeder automation</i> , automatización en la línea alimentadora.
FIS	<i>Fuzzy inference system</i> , sistema de inferencia difuso.
FP	Factor de potencia.
FU	Factor de utilización.
GA	<i>Genetic algorithm</i> , algoritmo genético.
GIS	<i>Geographical information system</i> , sistema de información geográfico.
GPC	Georgia Power Company.
HMI	<i>Human-machine interface</i> , interfaz hombre-máquina.
HQ	Hydro Quebec.
LDC	<i>Line drop compensation</i> , compensación de la caída de tensión en la línea.
LFC	<i>Load-frequency control</i> , control de carga-frecuencia también conocido como regulación frecuencia-potencia.
LM	<i>Load management</i> , gestión de cargas.
MT	Media tensión.
MTU	<i>Master terminal unit</i> , unidad maestra en sistemas de telecontrol.
NEEA	Northwest Energy Efficiency Alliance.
NU	Northeast Utilities.
OLTC	<i>On load tap changer</i> , cambiador de tomas en carga.
OMEC	Oneida-Madison Electric Cooperative.
OPF	<i>Optimal power flow</i> , flujo de carga óptimo
PTE	Parámetros térmicos equivalentes.
PUD	Public Utility District.
PVPC	Precio voluntario para el pequeño consumidor.
RTU	<i>Remote terminal unit</i> , unidad remota en sistemas de telecontrol
SA	<i>Substation automation</i> , automatización de la subestación.
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i> , control supervisor y adquisición de datos.
SCE	Southern California Edison.
SVC	<i>Static var compensator</i> , compensador estático de potencia reactiva.
TCM	<i>Trouble call management</i> , gestión telefónica de incidencias
UC	<i>Unit commitment</i> , programación horaria de grupos generadores.
UCS	Unidad de control de la subestación.

VVC	<i>Volt/Var Control</i> , control de la tensión y de los flujos de potencia reactiva.
VVO	<i>Volt/Var Optimization</i> , optimización de la tensión y de los flujos de potencia reactiva.
ZIP	Modelo de carga basado en componentes con impedancia, intensidad y potencia constantes.

Bibliografía

- [Ajaja, 2010] Ajaja, A. (2010). Reinventing electric distribution. *IEEE Potentials*, 29(1): 29-31.
- [Al Abri et al., 2013] Al Abri, R.S., El-Saadany, E.F. y Atwa, Y.M. (2013). Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1): 326-334.
- [Alvarez et al., 1992] Alvarez, C., Malhame, R.P. y Gabaldón, A. (1992). A class of models for load management application and evaluation revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(4): 1435-1443.
- [ANSI, 1995] ANSI (1995). *ANSI Standard C84.1-1995 Electric Power Systems and Equipment Voltage Ratings (60 Hz)*.
- [Arefifar y Wilsun Xu, 2013] Arefifar, S.A. y Wilsun Xu (2013). Online tracking of voltage - dependent load parameters using ULTC created disturbances. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):130-139.
- [Arocena et al., 2011] Arocena, P., Blázquez, L. y Grifell-Tatjé E. (2011) Assessing the consequences of restructuring reforms on firms' performance. *Journal of Economic Policy Reform*, 14(1): 21-39 (2011).
- [Augugliaro et al., 2004] Augugliaro A., Dusonchet L., Favuzza S. y Riva E. (2004). Voltage regulation and power losses minimization in automated distribution networks by an evolutionary multiobjective approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3): 1516-1527.
- [Baran y Wu, 1989] Baran, M.E. y Wu, F.F. (1989). Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(1): 725-734.
- [Baran y Hsu, 1999] Baran M. E. y Hsu M.Y., (1999). Volt/Var control at distribution substations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1): 312-318.
- [Barnes et al, 2004] Barnes, K., Johnson, B. y Nickelson, R. (2004). Review of supervisory control and data acquisition (SCADA) systems. Technical Report INEEL/EXT-04-01517. <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/911208>. [Última consulta 21 de julio de 2014].
- [Beck, 2007] Beck, R.W. (2007). *Distribution Efficiency Initiative Final Report*. Northwest Energy Efficiency Alliance. <http://neea.org/docs/default-source/rfp's/longterm-monitoring-and-tracking-distribution-efficiency.pdf?sfvrsn=4>. [Última consulta: 12 de febrero de 2014].

- [Begovic et al., 2000] Begovic, M., Novosel, D., Milosevic B. y Kostic, M. (2000). Impact of distribution efficiency on generation and voltage stability. En *Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*.
- [Belvin y Short, 2012] Belvin, R.C. y Short, T.A. (2012). Voltage reduction results on a 24-kV circuit. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, páginas 1-4.
- [Bokhari et al., 2014] Bokhari, A., Alkan, A., Dogan, R., Diaz-Aguilo, M., de León, F., Czarkowski, D., Zabar, Z., Birenbaum, L., Noel, A. y Uosef, R. (2014). Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial and industrial loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(3): 1372-1381.
- [Borozan et al., 2001] Borozan, V., Baran, M.E., Novosel, D. (2001) Integrated Volt/Var control in distribution systems. En *Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 3: 1485-1490.
- [Brasher, 2013] Brasher, J. (2013). *Load tap changers. Theory & application*. ABB Group. <http://thetransformerplace.com/docs/default-source/redtie/ltc-theory-application-and-maintenance-4l.pdf> [Última consulta: 14 de marzo de 2014].
- [Bridenbaugh et al., 1992] Bridenbaugh, C.J., DiMascio, D.A. y D'Aquila, R. (1992). *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(1): 222-227.
- [Carrasco et al., 2006] Carrasco, J.M., Franquelo, L.G., Bialasiewicz, J.T., Galván, E., Guisado, R.P., Prats, M.A., Leon, J.I. y Moreno-Afonso, N. (2006). Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4): 1002-1016.
- [Chen et al., 2004] Chen, B.J., Chang, M.W. y Lin C.J. (2004). Load forecasting using support vector machines: A study on EUNITE competition 2001. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(4): 1821-1830.
- [Chen et al., 1995] Chen, C.S., Wu, T.H., Lee, C.C. y Tzeng, Y.M. (1995). The application of load models of electric appliances to distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3):1376-1382.
- [Chen et al., 1981] Chen, M., Shoults, R. y Fitzer, J. (1981). *Effects of reduced voltage on the operation and efficiency of electric loads*. EPRI. EL-2036(1).1419-1.
- [Chen et al., 1982] Chen, M., Shoults, R., Fitzer, J. y Songster, H. (1982). The effects of reduced voltages on the efficiency of electric loads. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 101(7): 2158-2166.
- [Civanlar y Grainger, 1985] Civanlar, S. Y Grainger, J.J. (1985). Volt/Var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators. Part II: the solution method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 104(11): 3284-3290.
- [Concordia e Ihara, 1982] Concordia, C. y Ihara, S. (1982). Load representation in power system stability studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 101(4): 969-977.
- [Cortinas, 1997] Cortinas D. (1997). *La régulation de tension des réseaux publics de distribution d'électricité*. Tesis doctoral. Université Pierre et Marie Curie. París.

- [Dabic et al., 2010] Dabic, V., Siew, C., Peralta, J. y Acebedo, D. (2010). BC Hydro's experience on voltage VAR optimization in distribution system. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, páginas 1-7.
- [Dahlenburg, 2010] Dahlenburg, G. (2010). *Voltage Reduction Energy Conservation Findings*. 2010. <http://www.microplanet.com/content/2011/09/Voltage-Reduction-Energy-Conservation-Findings-V0-7-3.pdf>. [Última consulta: 24 de noviembre de 2014].
- [de Souza y de Almeida, 2010] de Souza, B.A. y de Almeida A.M.F. (2010). Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distributions systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. 25(3): 1274-1281.
- [De Steese, 1987] De Steese, J.G. (1987). *Assessment of conservation voltage reduction applicable in the BPA service region*. Estados Unidos. Bonneville Power Administration, Industrial Technology Section.
- [De Steese et al., 1990a] De Steese, J.G., Englin, J.E. y Sands, R.D. (1990). Conservation voltage reduction potential in the Pacific Northwest. En *Proceedings of the 25th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*, 4: 43-47.
- [De Steese et al., 1990b] De Steese, J.G., Merrick, S.B. y Kennedy, B.W. (1990). Estimating methodology for a large regional application of conservation voltage reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(3): 862-870.
- [Díaz-Aguiló et al., 2013] Díaz-Aguiló, M., Sandraz, J., Macwan, R., de León, F., Czarkowski, D. Comack, C. y Wang, D. (2013). Field Validated Load Model for the Analysis of CVR in Distribution Secondary Networks: Energy Conservation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, VOL. 28(4): 2428-2436.
- [Diskin et al., 2012] Diskin, E., Fallon, T., O'Mahony, G. y Power, C. (2012). Conservation voltage reduction and voltage optimisation on Irish distribution networks. En *Proceedings of Integration of Renewables into the Distribution Grid Workshop*, páginas 1-4.
- [Dugan y McGranaghan, 2011] Dugan, R.C. y McGranaghan, M. (2011). Sim city. *IEEE Power and Energy Magazine*, 9(5): 74-81.
- [Dwyer et al., 1995] Dwyer, A., Nielsen, R.E., Stangl, J. y Markushevich, N. S. (1995). Load to voltage dependency tests at B.C. Hydro. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(2): 709-715.
- [Ellens, 2011] Ellens W. (2011). *Reducing the electricity consumption by conservation voltage reduction*. CSIRO Energy Technology, Internal report.
- [Ellens et al., 2012] Ellens, W., Berry, A. y West, S. (2012). A quantification of the energy savings by conservation voltage reduction. En *Proceedings of IEEE International Conference on Power System Technology*, páginas 1-6.
- [ENWL, 2012] E.N.W. Limited (2012). *Customer Load Active System Services (CLASS)*. <http://www.enwl.co.uk/class>. [Última consulta: 12 de febrero de 2014].
- [EPRI, 2001] EPRI PEAC (2001). *The power quality implications of conservation voltage reduction*. http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/sgrn_2007_1208.pdf. [Última consulta: 12 de febrero de 2014].

- [Erickson y Gilligan, 1982] Erickson, J. y Gilligan, S. (1982). The effects of voltage reduction on distribution circuit loads. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 101(7): 2014-2018.
- [Fagen y Bernier, 2007] Fagen, K. y Bernier, C. (2007). Efficiencies in distribution design and operating practices mid-study analysis (February 2007). En *Proceedings of IEEE Rural Electric Power Conference*, páginas B6-B6-14.
- [Fagen, 2010] Fagen, K. (2010). Distribution efficiency voltage optimization supports lowest cost new resource. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1-6.
- [Fairley, 2010] Fairley, P. (2010). An easy smart-grid upgrade saves power. *IEEE Spectrum* 47(10): 13-14.
- [Fan y Chen, 2006] Fan, S. y Chen, L. (2006). Short-term load forecasting based on an adaptive hybrid method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1): 392-401.
- [Farivar et al., 2011] Farivar, M., Clarke, C.R., Low, S.H. y Chandy, K.M. (2011). Inverter VAR control for distribution systems with renewables. En *Proceedings of IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, páginas 457-462.
- [Fletcher y Saeed, 2002] Fletcher, R.H. y Saeed A. (2002). Integrating engineering and economic analysis for conservation voltage reduction. En *Proceedings of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2: 725-730.
- [Furong et al., 2005] Furong, L., Pilgrim, J.D., Dabeedin, C., Chebbo, A. y Aggarwal, R.K. (2005). Genetic algorithms for optimal reactive power compensation on the national grid system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1): 493-500.
- [Geem et al., 2001] Geem, Z.W., Kim, J. H. y Loganathan, G.V. (2001). A new heuristic optimization algorithm: Harmony search. *Simulation*, 76(2): 60-68.
- [Global Energy Partners, 2005] Global Energy Partners, (2005). *Distribution Efficiency Initiative. Market Progress Evaluation Report*. http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/sgrn_2007_08011.pdf. [Última consulta: 12 de febrero de 2014].
- [Gobierno de Canarias, 2008] Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias, Fundación General de la Universidad de La Laguna (2008). *Proyecto piloto sobre la caracterización de los usos finales de la energía en diferentes tipos de consumidores en Canarias. El consumo energético en los hogares canarios*. <http://www.gobiernodecanarias.org/energia/doc/eficienciaenergetica/pure/caractusosfinales.pdf>. [Última consulta: 24 de noviembre de 2014].
- [Gobierno de Canarias, 2013] Consejería de Empleo, Industria y Comercio del Gobierno de Canarias (2013). *Anuario energético de Canarias 2012*. http://www.gobiernodecanarias.org/industria/publicaciones/ANUARIO_ENERGETICO_DE_CANARIAS_2012.pdf. [Última consulta: 24 de noviembre de 2014].
- [Gwang y Lee, 2005] Gwang W.K. y Lee, K.Y. (2005). Coordination control of ULTC transformer and STATCOM based on an artificial neural network. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2): 580 – 586.

- [Haida y Akimoto, 1991] Haida, T. y Akimoto, Y. (1991). Genetic algorithms approach to voltage optimization. En *Proceedings of 1st International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems*, páginas 139-143.
- [Hedayati et al., 2008] Hedayati, H., Nabaviniaki, S.A. y Akbarimajd, A. (2008). A method for placement of DG units in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(3): 1620-1628.
- [Hippert et al., 2001] Hippert, H.S., Pedreira, C.E. y Souza, R.C. (2001). Neural networks for short-term load forecasting: A review and evaluation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1): 44-55.
- [Hyland, 1988] Hyland, J. (1988). Conservation Voltage Reduction at Wisconsin Electric Power Company. En *Proceedings of American Power Conference*, páginas 579-585.
- [Hopkins y Pahwa, 2007] Hopkins, M., Pahwa, A. (2007). A study of voltage control practiced by utilities. En *Proceedings of the 40th Frontiers of Power Conference*, páginas II-II10.
- [Huneault y Galiana, 1991] Huneault M. y Galiana F.D. (1991). A survey of the optimal power flow literature. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(2): 762-770.
- [Iba, 1994] Iba, K. (1994). Reactive power optimization by genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(2): 685-692 .
- [IDAE, 2014] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España (2014). *Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España. Versión 03/03/2014*. http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/propuestas/Documents/2014_03_03_Factores_de_emision_CO2_y_Factores_de_paso_Efinal_Eprimaria_V.pdf. [Última consulta: 23 de mayo de 2014].
- [Kennedy y Fletcher, 1991] Kennedy, B. y Fletcher, R. (1991). Conservation voltage reduction (CVR) at Snohomish county PUD. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3): 986-998.
- [Kersting, 2007] Kersting, W.H. (2007). *Distribution system modeling and analysis*. CRC Press. 2a edición.
- [Khiat et al., 2003] Khiat M., Chaker A., Gómez A. y Martínez J.L. (2003). Reactive power optimization and voltage control in the Western Algerian transmission system: a hybrid approach. *Electric Power Systems Research*, 64(1): 3-10.
- [Kirshner y Giorsetto, 1984] Kirshner, D. y Giorsetto, P. (1984). Statistical tests of energy savings due to voltage reduction. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 103(6): 1205-1210.
- [Kirshner, 1990] Kirshner, D. (1990). Implementation of conservation voltage reduction at Commonwealth Edison. *IEEE Transactions on Power Systems*. 5(4): 1178-1182.
- [Krok y Gene, 2011] Krok, M.J. y Gene, S. (2011). A coordinated optimization approach to Volt/VAr control for large power distribution networks. En *Proceedings of American Control Conference*, páginas 1145-1150.

- [Krupa y Asgeirsson, 1987] Krupa, T.J. y Asgeirsson, H. (1987). The effects of reduced voltage on distribution circuit loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2(4): 1013–1018.
- [Kundur, 1994] Kundur, P.(1994). *Power system stability and control*. The EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Inc.
- [Lamberti et al., 2013] Lamberti, F., Dong C., Calderaro, V. y Ochoa L.F. (2013). Estimating the Load Response to Voltage Changes at UK Primary Substations. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Europe*, páginas 1-5.
- [Lauria, 1987] Lauria, D. (1987). Conservation voltage reduction (CVR) at Northeast utilities. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2(4): 1186-1191.
- [Lefebvre et al., 2008] Lefebvre, S., Gaba, G., Ba, A.-O. y Asber, D. (2008). Measuring the efficiency of voltage reduction at Hydro-Québec distribution. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, páginas 1-7.
- [Liang Du et al., 2012] Liang Du, Lijun He y Harley, R.G. (2012). A survey of methods for placing shunt capacitor banks in power network with harmonic distortion. En *Proceedings of the 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, páginas 1198-1203.
- [Lu y Hsu, 1995] Lu, F.C. y Hsu, Y.Y. (1995) Reactive power/voltage control in a distribution substation using dynamic programming. En *Proceedings of IEE Generation, Transmission and Distribution*, 142(6): 639-645.
- [Lu y Hsu, 1997] Lu, F.C. y Hsu, Y.Y. (1997). Fuzzy dynamic programming approach to reactive power/voltage control in a distribution substation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(2): 681-688.
- [Markushevich et al., 2012] Markushevich, N., Berman, A. y Nielsen, R. (2012). Methodologies for assessment of actual field results of distribution voltage and var optimization. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, páginas 1-5.
- [Markushevich y Berman, 2012] Markushevich, N. y Berman, A. (2012). New aspects of IVVO in active distribution networks. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, páginas 1-5.
- [Marmolejos, 2013] Marmolejos A.A. (2013). *Compensación económica de la regulación de frecuencia en República Dominicana. Propuesta de mejoras*. Tesis Máster. Universidad Pontificia de Comillas, España.
- [McCarthy y Josken, 2003] McCarthy, C. y Josken, J. (2003). Applying capacitors to maximize benefits of conservation voltage reduction. En *Proceedings of Rural Electric Power Conference*, páginas C4-1-C4-5.
- [Milosevic y Begovic, 2004] Milosevic, B. y Begovic, M. (2004). Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(3): 1360-1367.

- [Miranda et al., 1994] Miranda, V., Ranito, J.V. y Proenca, L.M. (1994). Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4): 1927-1933.
- [Miranda et al., 2007] Miranda, V., Moreira, A. y Pereira, J. (2007). An improved fuzzy inference system for voltage/VAR control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4): 2013-2020.
- [Montoya, 2009] Montoya, F.G. (2009). *Optimización de tensión en redes de distribución utilizando técnicas evolutivas*. Tesis Doctoral. Universidad de Granada, España.
- [Neal, 2010] Neal, R. (2010). The use of AMI meters and solar PV inverters in an advanced Volt/VAr control system on a distribution circuit. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, páginas 1-4.
- [Nekooei et al., 2013] Nekooei, K., Farsangi, M. M., Nezamabadi-Pour, H. y Lee, K.Y. (2013). An improved multi-objective harmony search for optimal placement of DGs in distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(1): 557-567.
- [Niknam et al., 2012] Niknam, T., Zare, M. y Aghaei, J. (2012). Scenario-based multiobjective Volt/Var control in distribution networks including renewable energy sources. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 27(4): 2004-2019.
- [Northcote-Green y Wilson, 2007] Northcote-Green, J. y Wilson, R. (2007). *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems*. CRC Press, Taylor & Francis Group.
- [Pabla, 2005] Pabla, A.S. (2005). *Electric Power Distribution*. McGraw-Hill.
- [Park y Colony, 1977] Park, G.L. y Colony, R. (1977). Voltage reduction as a means of reducing distribution load. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 96(2): 628-634.
- [Park et al., 1991] Park, D.C., El-Sharkawi, M.A., Marks, R.J., Atlas, L.E. y Damborg, M.J. (1991). Electric load forecasting using an artificial neural network. *IEEE Transactions on Power Systems* 6(2): 442-449.
- [Paziuk et al., 1989] Paziuk, L. A., Chikhani, A. Y. y Hackam, R. (1989). An expert microprocessor controlled voltage regulator for energy conservation and demand reduction in distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(4): 2222-2228.
- [Peskin et al., 2012] Peskin, M. A., Powell, P. W. y Hall, E. J. (2012). Conservation voltage reduction with feedback from advanced metering infrastructure. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, páginas 1-8.
- [Preiss y Warnock, 1978] Preiss, R.F. y Warnock, V.J. (1978). Impact of voltage reduction on energy and demand. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 97(5): 1665-1671.
- [Price et al., 1995] Price, W.W., Casper, S.G., Nwankpa, C.O., Bradish, R.W., Chiang, H.D. Concordia C., Staron, J.V., Taylor, C.W. Vaahedi, E. y Wu, G. (1995). Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1): 523-538.

- [Rahideh et al., 2006] Rahideh, A., Gitizadeh, M. y Rahideh, A. (2006). Fuzzy logic in real time voltage/reactive power control in FARS regional electric network. *Electric Power Systems Research*, 76(11): 996-1002.
- [Ramakrishna y Rao, 1999] Ramakrishna, G. y Rao, N.D. (1999). Adaptive neuro-fuzzy inference system for volt/var control in distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 49(2): 87-97.
- [Ramos et al., 2004] Ramos, R., Vallejos, J. y Baran, B. (2004). Multiobjective reactive power compensation with voltage security. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, páginas 302 - 307.
- [Roytelman et al, 1995] Roytelman, I., Wee, B.K. y Lugtu, R.L. (1995). Volt/Var control algorithm for modern distribution management system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3): 1454-1460.
- [Samineni et al., 2010] Samineni S., Labuschagne C. and Pope J. (2010). Principles of capacitor shunt bank application and protection. En *Proceedings of 63rd Annual Conference for Protective Relays Engineers*, páginas 1-14.
- [Scalley y Kasten, 1981] Scalley, B.R. y Kasten, D.G. (1981). The Effects of Distribution Voltage Reduction on Power and Energy Consumption. *IEEE Transactions on Education*, 24(3): 210-216.
- [Schneider et al., 2010] Schneider, J.F.K., Tuffner, F. y Singh, R. (2010) *Evaluation of conservation voltage reduction (CVR) on a national level*. Estados Unidos. Pacific Northwest National Laboratory. http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19596.pdf [Última consulta: 24 de noviembre de 2014].
- [Schneider et al., 2011a] Schneider, K.P., Fuller, J.C. y Chassin, D. (2011). Evaluating conservation voltage reduction: An application of GridLAB-D: An open source software package. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1-6.
- [Schneider et al., 2011b] Schneider, K.P., Fuller, J.C. y Chassin, D. (2011). Multi-state load models for distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4): 2425-2433.
- [Shah et al., 2013] Shah, B., Bose, A. y Srivastava A. (2013). Load modeling and voltage optimization using smart meter infrastructure. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies*, páginas 1-6.
- [Short y Mee, 2012] Short, T.A. y Mee, R.W. (2012). Voltage reduction field trials on distributions circuits. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, páginas 1-6.
- [Singh et al., 2011] Singh, R., Tuffner, F., Fuller, J. y Schneider, K. (2011). Effects of distributed energy resources on conservation voltage reduction (CVR). En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1-7.
- [Smith y Dorf, 1991] Smith, R.J. y Dorf, R.C. (1991). *Circuits, Devices and Systems*. Wiley.
- [Starrett et al., 1999] Starrett, S.K., Anis, W.R., Rust, B.P. y Turner, A.L. (1999). An on-line fuzzy logic system for voltage/var control and alarm processing. En *Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, (1): 766-771.

- [Su y Lin, 2001] Su, C.T. y Lin, C.T. (2001). Fuzzy-based voltage/reactive power scheduling for voltage security improvement and loss reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16(2): 319-323.
- [Sunderman, 2012] Sunderman, W. (2012). Conservation voltage reduction system modeling, measurement, and verification. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, páginas 1-4.
- [Taylor et al., 2001] Taylor, G.A., Song, Y.H., Irving, M.R., Bradley, M.E. y Williams, T.G. (2001). A review of algorithmic and heuristic based methods for voltage/VAR control. En *Proceedings of 5th, International Power Engineering Conference*, páginas 117-122.
- [Trigo et al., 2005] Trigo, A.L., Martínez, J.L., Marano, A., Riquelme, J.M. y de la Villa, A. (2005). Actuaciones correctoras para el control de tensiones en redes de distribución y de los flujos de potencia reactiva en los transformadores transporte/distribución. En *Proceedings of 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering*, páginas 1-8.
- [Trigo et al., 2011] Trigo, A.L., Martínez, J.L., Riquelme, J.M. y Romero, E. (2011). A heuristic technique to determine corrective control actions for reactive power flows. *Electric Power Systems Research*, 81(1): 90-98.
- [Triplett y Kufel, 2012] Triplett, J. y Kufel, S. (2012). Implementing CVR through voltage regulator LDC settings. En *Proceedings of IEEE Rural Electric Power Conference*, páginas B2-1-B2-5.
- [Tsagarakis et al., 2013] Tsagarakis, G., Collin, A.J., Kiprakis, A.E. y McLaughlin, S. (2013). Voltage Control of UK Residential Customers for Power Reduction. En *Proceedings of IEEE PowerTech*, páginas 1-6.
- [Uluski, 2010] Uluski, R. (2010). VVC in the smart grid era. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1-7.
- [US FPC, 1967] United States Federal Power Commission (1967). Prevention of power failures. *Final report on 1965 blackout*. http://blackout.gmu.edu/archive/pdf/fpc_67_v1.pdf [Última consulta: 21 de julio de 2014].
- [Vega-Fuentes et al., 2014a] Vega-Fuentes, E., León-del Rosario S., Cerezo-Sánchez J.M., Vega-Martínez A. (2014). Fuzzy inference system for Volt/Var control in distribution substations in isolated power systems. En *Computer Science Conference Proceedings: Artificial Intelligence and Applications*, páginas 293-304.
- [Vega-Fuentes et al., 2014b] Vega-Fuentes, E., Cerezo-Sánchez J.M., León-del Rosario S., Vega-Martínez A. (2014). Fuzzy inference system for integrated VVC in isolated power systems. *International Journal of Artificial Intelligence & Applications*, 5(1): 91-106.
- [Vega-Fuentes et al., 2014c] Vega-Fuentes, E., León-del Rosario S., Cerezo-Sánchez J.M., Vega-Martínez A. (2014). Combined comparison-regression method for assessment of CVR effects. En *Proceedings of 55th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University*, páginas 172-176.

- [Vega-Fuentes et al., 2014d] Vega-Fuentes, E., Cerezo-Sánchez J.M., León-del Rosario S., Vega-Martínez A. (2014). Voltage reduction field test on a distribution substation. En *Proceedings of 3rd International Conference on Power Science and Engineering*, páginas 125-132.
- [Wang et al., 2014] Wang, Z., Begovic, M. y Wang, J. (2014). Analysis of conservation voltage reduction effects based on multistage SVR and stochastic process. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1):431-439.
- [Wang y Wang, 2014] Wang, Z. y Wang, J. (2014). Review on Implementation and Assessment of Conservation Voltage Reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(3):1306-1315.
- [Warnock y Kirkpatrick, 1986] Warnock, V. y Kirkpatrick, T. (1986). Impact of voltage reduction on energy and demand: Phase II. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1(2):92-95.
- [Westinghouse Electric Co., 1964] Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation (1964). *Electrical transmission and distribution reference book*. 4^a Ed.
- [Williams, 1995] Williams, B. (1995). Distribution capacitor automation provides integrated control of customer voltage levels and distribution reactive power flow. En *Proceedings of IEEE Power Industry Computer Application Conference*, páginas 215-220.
- [Wilson, 2002] Wilson, T.L. (2002). Energy conservation with voltage reduction-fact or fantasy. En *Proceedings of IEEE Rural Electric Power Conference*, páginas C3-1-C3-6.
- [Wilson, 2003] Wilson, T. *AdaptiVolta Based CVR in Industrial Applications Technical Synopsis*. PCS UtiliData. http://utilidata.com/assets/docs/white_papers/UtiliData_Technical_Synopsis_Industry_.pdf. [Última consulta: 12 de febrero de 2014].
- [Wilson y Bell, 2004] Wilson, T. y Bell, D. (2004). Energy conservation and demand control using distribution automation technologies. En *Proceedings of Rural Electric Power Conference*, páginas C4-1-12.
- [Wilson, 2010] Wilson, T.L. (2010). Measurement and verification of distribution voltage optimization results. En *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1-9.
- [Wilson, et al., 2010] Wilson, T., Benson, K. y Bell, D. (2010). Saving megawatts with voltage optimization. En *Proceedings of the 32nd Industrial Energy Technology Conference*.
- [Wu, 1988] Wu, F.F. (1988). Real-time network security monitoring, assessment and optimization. *Electric Power Energy Systems*, 10(2):83-100.
- [Wu et al., 2005] Wu, F.F., Moslehi, K. y Bose, A. (2005). Power System Control Centers: Past, Present and future. *Proceedings of the IEEE*, 93(11):1890-1908.
- [Yeh et al., 2012] Yeh, H.G., Gayme, D.F. y Low, S.H. (2012). Adaptive VAR control for distribution circuits with photovoltaic generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3):1656-1663.