



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

Escuela de Ingenierías Industriales
Programa de Doctorado en Ingeniería Mecatrónica

Departamento de Ingeniería Eléctrica

TESIS DOCTORAL
POR COMPENDIO DE PUBLICACIONES

**Control distribuido de STATCOMs para la
regulación de tensión en redes eléctricas**

por

César Contreras Contreras

Tesis presentada en cumplimiento parcial de los requisitos
para obtener el grado de Doctor en la Universidad de Málaga

Dirigida por:

Dra. Alicia Triviño Cabrera

Dr. José Antonio Aguado Sánchez

en la

Universidad de Málaga, 2023





UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

AUTOR: César Contreras Contreras

 <https://orcid.org/0000-0003-4343-5496>

EDITA: Publicaciones y Divulgación Científica. Universidad de Málaga



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional:

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode>

Cualquier parte de esta obra se puede reproducir sin autorización pero con el reconocimiento y atribución de los autores.

No se puede hacer uso comercial de la obra y no se puede alterar, transformar o hacer obras derivadas.

Esta Tesis Doctoral está depositada en el Repositorio Institucional de la Universidad de Málaga (RIUMA): riuma.uma.es





DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD DE LA TESIS PRESENTADA PARA OBTENER EL TÍTULO DE DOCTOR

D. César Contreras Contreras

Estudiante del programa de doctorado en Ingeniería Mecatrónica de la Universidad de Málaga, autor de la tesis, presentada para la obtención del título de doctor por la Universidad de Málaga, titulada: Control distribuido de STATCOMs para la regulación de tensión en redes eléctricas.

Realizada bajo la tutorización de Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera y dirección de Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera y Dr. D. José Antonio Aguado Sánchez.

DECLARO QUE:

La tesis presentada es una obra original que no infringe los derechos de propiedad intelectual ni los derechos de propiedad industrial u otros, conforme al ordenamiento jurídico vigente (Real Decreto Legislativo 1/1996, de 12 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Propiedad Intelectual, regularizando, aclarando y armonizando las disposiciones legales vigentes sobre la materia), modificado por la Ley 2/2019, de 1 de marzo.

Igualmente asumo, ante a la Universidad de Málaga y ante cualquier otra instancia, la responsabilidad que pudiera derivarse en caso de plagio de contenidos en la tesis presentada, conforme al ordenamiento jurídico vigente.

En Málaga, a 22 de mayo de 2023.

Fdo.: D. César Contreras Contreras Doctorando	Fdo.: Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera Tutora
Fdo.: Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera Directores de tesis	

Dr. D. José Antonio Aguado Sánchez



Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera
Profesor Titular de Universidad del
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Dr. D. José Antonio Aguado Sánchez
Catedrático de Universidad del
Departamento de Ingeniería Eléctrica

CERTIFICAN:

Que la memoria titulada: “Control distribuido de STATCOMs para la regulación de tensión en redes eléctricas”, ha sido realizada por D. César Contreras Contreras, bajo nuestra dirección en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Málaga, y constituye la Tesis que presenta para optar al grado de Doctor en el programa de Ingeniería Mecatrónica.

Málaga, a 22 de mayo de 2023

Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera
Tutora y directora de la tesis.

Dr. D. José Antonio Aguado Sánchez
Director de la tesis.



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

Autorización para la lectura de la Tesis e Informe de la utilización de las publicaciones que la avalan

Los abajo firmantes declaran, bajo su responsabilidad, que autorizan la lectura de la tesis del doctorando D. César Contreras Contreras, titulada “Control distribuido de STATCOMs para la regulación de tensión en redes eléctricas” y que ninguna de las publicaciones que avalan dicha tesis han sido utilizadas en tesis anteriores.

Málaga, a 22 de mayo de 2023

Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera
Tutora y directora de la tesis.

Dr. D. José Antonio Aguado Sánchez
Director de la tesis.



RENUNCIA DE LOS COAUTORES

Los abajo firmantes declaran, bajo su responsabilidad y en cumplimiento del Artículo 55 numeral 6 ab del Reglamento 4/2022, de 24 de octubre, de la Universidad de Málaga, sobre los estudios de doctorado. que renuncian a que la publicación a continuación mostrada y presentada en la tesis Doctoral por D. César Contreras Contreras, titulada “Control distribuido de STATCOMs para la regulación de tensión en redes eléctricas” pueda ser presentada como parte de otra tesis doctoral en la modalidad de compendio de publicaciones.

César Contreras, Juan C. Quirós, Inmaculada Casaucao, Alicia Triviño, Eliseo Villagrasa y José A. Aguado. ((STATCOM Switching Technique Based on a Finite-State Machine)). En: Electronics 12.6 (2023). ISSN: 2079-9292. doi: 10.3390/electronics12061481. url: <https://www.mdpi.com/2079-9292/12/6/1481>.

Contreras C, Triviño.-Cabrera A, Aguado J A. Game-theoretic approach for the effective distributed coordination of STATCOMs. IEEE Access. March 2023.

C. Contreras, A. Triviño, J. Aguado. Distributed Model Predictive Control for voltage coordination of large-scale wind power plants. International Journal of Electric Power and Energy Systems. Volume 143, December 2022, 108436. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108436>

Málaga, a 22 de mayo de 2023

Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera
Tutora y directora de la tesis.

Dr. D. José Antonio Aguado Sánchez
Director de la tesis.

Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera
Profesor Titular de Universidad del
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Dr. D. José Antonio Aguado Sánchez
Catedrático de Universidad del
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Directores de la tesis, presentada para la obtención del título de doctor por la Universidad de Málaga, por D. César Contreras Contreras, titulada: Control distribuido de STATCOMs para la regulación de tensión en redes eléctricas.

En cumplimiento del Artículo 55 numeral 6 a) del Reglamento 4/2022, de 24 de octubre, de la Universidad de Málaga, sobre los estudios de doctorado.

DECLARAMOS QUE:

La contribución de cada autor a la publicación que se muestra a continuación y presentada como parte de en la Tesis doctoral por compendio de publicaciones mencionada anteriormente es la siguiente:

1. César Contreras: Conceptualización, metodología, software, análisis formal, investigación, redacción del borrador original.
2. Alicia Triviño: Metodología, validación, análisis formal, investigación, revisión y edición de la redacción, obtención de fondos,
3. Inmaculada Casaucao: Software, recursos, tratamiento de la data, revisión y edición de la redacción,
4. Juan C. Quirós: Software, validación,
5. Eliseo Villagrasa: Validación, revisión y edición de la redacción.
6. José A. Aguado: Presentación, revisión y edición de la redacción, supervisión, administración del proyecto.

En Málaga, a 22 de mayo de 2023

César Contreras, Juan C. Quirós, Inmaculada Casaucao, Alicia Triviño, Eliseo Villagrasa y José A. Aguado. ((STATCOM Switching Technique Based on a Finite-State Machine)). En: Electronics 12.6 (2023). ISSN: 2079-9292. doi:10.3390/electronics12061481. url: <https://www.mdpi.com/2079-9292/12/6/1481>.

Dra. Dña. Alicia Triviño Cabrera
Tutora y directora de la tesis.

Dr. D. José Antonio Aguado Sánchez
Director de la tesis.

Control distribuido de STATCOMs para la regulación de tensión en redes eléctricas

César Contreras Contreras

Resumen

La integración masiva de la generación de origen renovable intermitente en los sistemas eléctricos se ha convertido en uno de los mayores retos en los sistemas de energía eléctrica modernos. Concretamente, la necesidad de mantener un perfil de tensiones adecuado para lograr un correcto funcionamiento del sistema se hace más complejo cuanto mayor es la penetración de estas fuentes de generación.

El gran desarrollo experimentado en convertidores eléctricos así como los grandes avances en las infraestructuras de comunicación han favorecido el desarrollo de nuevos equipos y herramientas de control que permiten gestionar estas redes de manera segura incluso en sistemas dominados por parques de generación eólicos y/o solares.

Para un control de los perfiles de tensión en redes, la variable más efectiva a considerar es la potencia reactiva. Por ello, es habitual el uso de compensadores de tensión tales como el compensador estático síncrono (STATCOM) perteneciente a la familia de los dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*). En esta tesis se abordan dos líneas de investigación para el control de los STATCOMs. La primera de ellas se centra en el control de los componentes electrónicos del propio convertidor, haciendo especial hincapié en cómo se activa el VSC (*Voltage Source Converter*) para conseguir el nivel de tensión deseado a la salida del dispositivo. La segunda línea de investigación, se centra en el desarrollo de estrategias para la coordinación de varias unidades de STATCOM de manera que la consigna de control se ajuste para alcanzar el objetivo global de la red en relación a la regulación de tensión.

Para el control interno del STATCOM, se explora un control simplificado a través del diseño de una técnica de conmutación mediante una máquina de estados finitos que modela los cambios de activación de los transistores del VSC. Los resultados experimentales muestran que la simplicidad en el diseño y operación del microcontrolador comparado con otras técnicas clásicas tales como PWM o SVM es competitivo y cumple los niveles de distorsión armónica dentro del rango de valores establecidos en la norma IEEE Std 519.

En relación a las estrategias de coordinación de STATCOMs, se ha optado por el

diseño y evaluación de dos técnicas distribuidas debido a las ventajas que ofrecen en términos de escalabilidad, seguridad y robustez. Una de ellas está basada en control predictivo distribuido (DMPC) mientras que la otra se apoya en la teoría de juegos no cooperativos, resolviéndose ambas mediante algoritmos iterativos.

En los diseños de estos algoritmos distribuidos, se utiliza la descomposición del problema global para resolver el problema de control local. La novedad de esta aportación es que los diseños responden a controles locales con la capacidad social de determinar su respuesta en función del efecto que los controles vecinos tienen sobre los nodos que pertenecen a su área de influencia. Esta área es determinada a partir de un criterio de sensibilidad basado en la matriz jacobiana del problema de flujo de cargas. En ambas estrategias, el problema local consiste en una función que minimiza la desviación de tensión de los nodos críticos. El modelo se determina a partir de la sensibilidad de estos nodos con respecto al nodo del controlador. De esta forma se logra un esquema “plug-and-play” donde solo se requiere el estado de la red y no la dinámica de los STATCOMs. Así, la aplicación es independiente del tipo de unidad de generación o compensación, lo que aporta sencillez en la implementación.

Finalmente, las estrategias de operación desarrolladas se han evaluado a través de la simulación en dos redes de transporte (IEEE-9 e IEEE-14) con dos y tres centrales de energía renovable intermitente con sus respectivos STATCOMs. Se ha comprobado que la desviación de los valores de tensión de los nodos fueron reducidas considerablemente, obteniéndose una prestaciones muy cercanas a la solución centralizada con un número limitado de iteraciones. El algoritmo basado en teoría de juegos es más rápido que otras soluciones similares propuestas en la literatura relacionada, incluyendo el DMPC propuesto en esta Tesis doctoral. Los resultados también sugieren que pueden aplicarse a cualquier dispositivo compensador de tensión o máquina con control de tensión local, si está provisto de una entrada accesible para la consigna.

Esta obra está dedicada:

Al talento autodidacta de mi hijo amado, César Antonio.

A la sorprendente inteligencia de mi amada hija, Ariam.

Y a la inspiración de Alicia mi tutora quien me enseñó que

¡la única opción, es lograrlo!

Agradecimiento

Mi más profundo agradecimiento a mis directores de tesis por su dedicación y paciencia. Sin sus correcciones precisas y apoyo personal e institucional no hubiese podido lograr llegar a esta instancia tan anhelada. Son seres humanos extraordinarios, en mi memoria quedarán para siempre.

A José Antonio Aguado gracias por darme la oportunidad, guiarme a la excelencia y haber estado ahí. Ese gesto solo lo tienen quienes son capaces de trascender en el mundo interior del otro.

Gracias a mi tutora Alicia Triviño por su amistad. Sus virtudes, el liderazgo, la energía positiva que la hace incansable y perseverante y la motivación que transmite, fueron fundamentales para llegar a este momento y sobre todo para cambiar mi estado del ser.

Agradezco a la Universidad de Málaga y especialmente a su personal. Sin ellos no hay condiciones para emprender el conocimiento.

Finalmente, gracias a las instituciones y sus proyectos de financiamiento porque hicieron posible alcanzar los objetivos planteados.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Motivación y antecedentes	1
1.2. Objetivos	7
1.3. Principales contribuciones	8
1.4. Organización y estructura del documento	11
2. Estado del arte	13
2.1. Introducción	13
2.2. Estructura jerárquica de control	15
2.2.1. Control Primario de Tensión (PVR)	16
2.2.2. Dispositivos FACTS	19
2.2.3. Control secundario de tensión (SVR)	31
2.2.4. Control terciario de tensión (TVR)	33
2.3. Estrategia de compensación de la tensión con STATCOMs	36
2.3.1. Estrategia de funcionamiento del STATCOM	36
2.3.2. Control del VSC en un STATCOM	39
2.4. Esquemas de coordinación de compensadores de tensión STATCOMs	42
2.4.1. Control Centralizado	43
2.4.2. Control Distribuido	44
2.4.3. Control Descentralizado	44
2.5. Descomposición de sistemas eléctricos	45
2.5.1. Descomposición de Lagrange aumentado o ajuste en la interfaz	51
2.5.2. Intercambio de variables de frontera	53
2.6. Control distribuido para la regulación de tensión con STATCOMs	55
2.6.1. Control predictivo basado en modelo para control de tensión	57
2.6.2. Control basado en teoría de juegos para control de tensión	62
3. Contribuciones Científicas	69
3.1. Técnica de conmutación de STATCOM basada en Máquina de estados Finitos	72
3.2. Control coordinado distribuido de STATCOMs basado en modelo predictivo	77

3.3. Control coordinado distribuido de STATCOMs basado en Teoría de Juegos	83
4. Conclusiones y líneas futuras	87
4.1. Conclusiones	87
4.2. Líneas futuras	90
Bibliografía	93

Índice de figuras

1.1. Alcance de las contribuciones en la estructura jerárquica de control de tensión.	10
2.1. Estructura jerárquica de control de tensión [40, 41]	16
2.2. Esquema genérico de control primario de tensión [40]	19
2.3. Clasificación de los FACTS dependiendo de la tecnología utilizada [46]	20
2.4. Componentes básicos del SVC	22
2.5. Condensador serie controlado por tiristor (a) Componentes eléctricos, (b) Modelo circuital, (c) Dinámica de la reactancia equivalente en función del ángulo de disparo.	24
2.6. VSC trifásico [49]	26
2.7. STATCOM [49]	27
2.8. SSSC [49]	29
2.9. UPFC [55]	31
2.10. Esquema de regulación de tensión con jerarquía [64]	33
2.11. Esquema lógico jerárquico de regulación de tensión propuesto en [66]	34
2.12. Tiempo de respuesta y cobertura de la acción de control [66]	35
2.13. Estructura de red con un STATCOM y una carga	36
2.14. Diagrama fasorial de la tensión en la impedancia Z_s	38
2.15. Diagrama vectorial de la tensión compensada	38
2.16. Diagrama vectorial del nodo de conexión con operación de STATCOM	39
2.17. Esquema de los componentes básicos de un STATCOM	41
2.18. STATCOM con control basado SVM	42
2.19. Clasificación del esquema de control en función del intercambio de información [78]	43
2.20. Sistema de prueba IEEE de 39 nodos con 3 zonas [84]	46
2.21. Esquema de descomposición del sistema de pruebas IEEE-39	47
2.22. Flujos de potencia	47
2.23. Esquema genérico de un control predictivo	59
2.24. Estructura de control distribuido con DMPC	61
2.25. Estructura de control distribuida basado en juegos no cooperativos	65
3.1. Máquina de estados finitos para modelar los patrones de tiempo	73



3.2. Máquina de estado finita empleada para generar los patrones de conmutación para cada sector	74
3.3. Banco de pruebas en el laboratorio	75
3.4. Sistemas de prueba con parques eólicos y sus errores de dispersión de la tensión para los controles evaluados	81
3.5. Dispersión de las tensiones para control propuesto basado en teoría de juegos en comparación con otros controles.	85

Índice de tablas

2.1. Control jerárquico de tensión	17
2.2. Técnicas básicas de descomposición	50
2.3. Comparación de los algoritmos	57
2.4. Comparación de las estrategias basada en teoría de juegos	67

Acrónimos

AC Corriente alterna (*Alternating Current*)

ADMM Método de dirección alternativa (*Alternating Direction Method of Multipliers*)

AI Inteligencia artificial (*Artificial Intelligence*)

AVR Regulador automático de tensión (*Automatic Voltage Regulator*)

BESS Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (*Battery Energy Storage System*).

CEP Convertidores electrónicos de potencia

CD Control distribuido

CIG Generadores interconectados con convertidores (*Converter Interfaced Generators*)

DC Corriente directa (*Direct Current*)

DCGT Control distribuido basado en teoría de juegos (*Distributed Control Based on Game Theory*)

DFIG Generador de inducción doblemente alimentado (*Doubly-Fed Induction Generators*)

DMPC Control predictivo distribuido basado en modelo (*Distributed Model Predictive Control*)

EV Vehículo eléctrico (*Electric Vehicle*)

FACTS Sistema flexible de transmisión de corriente alterna (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*)

FER Fuentes de energía renovable

FP Flujo de potencia

- FV** Fotovoltaica
- GA** Algoritmos genéticos (*Genetic Algorithm*)
- GD** Generación distribuida
- GTO** Tiristor GTO (*Gate Turn-off Thyristor*)
- HVDC** Sistema de transmisión de energía en corriente continua y alta tensión (*High Voltage Direct Current*)
- IGBT** Transistor bipolar de puerta aislada (*Insulated Gate Bipolar Transistor*)
- IGCT** Tiristor controlado por puerta integrada (*Integrated gate-commutated thyristor*)
- IPFC** Controlador de flujos de potencia interlínea (*Interline Power Flow Controller*)
- MBPC** Control predictivo basado en modelo (*Model Based Predictive Control*)
- MCT** Tiristor controlado por MOSFET (*MOS Controlled Thyristor*)
- MEF** Máquina de estados finitos
- NCC** Nodo de conexión del Compensador
- OPF** Flujo óptimo de potencia (*Optimal Power Flow*)
- ORT** Operador de la red de transporte
- OS** Operador del sistema
- PID** Control proporcional, integral y derivativo (*Proportional, Integral, Derivative*)
- PLL** Lazo de seguimiento de fase (*Phase-Locked Loop*)
- PMU** Unidad de medida fasorial (*Phasor Measurement Unit*)
- PWM** Modulación por ancho de pulsos (*Pulse Width Modulation*)
- PVR** Control primario de tensión (*Primary Voltage Regulation*)
- SCADA** Control de Supervisión y Adquisición de Datos (*Supervisory Control And Data Acquisition*)
- SP** Valor de referencia (*Set Point*)
- SSSC** Compensador serie síncrono estático (*Static Synchronous Series Compensator*)



STATCOM Compensador estático síncrono o (*STATic synchronous COMpensator*)

SVC Compensador estático de VAr (*Static Var Compensator*)

SVM Modulación por vector espacial (*Space Vector Modulation*)

SVR Control secundario de tensión (*Secondary Voltage Regulation*)

TCR Reactor controlado por tiristores (*Thyristor-controlled reactors*)

TCSC Compensador serie controlado por tiristor (*Thyristor Controlled Series Compensator*)

TVR Control terciario de tensión (*Tertiary Voltage Regulation*)

UPFC Controlador unificado de flujos de potencia (*Unified Power Flow Controller*)

VSC Fuente convertidora de tensión (*Voltage Source Converter*)

Capítulo 1

Introducción

En este Capítulo se desarrollan las motivaciones y los antecedentes que han dado lugar a la realización de esta Tesis doctoral. Se exponen los principales objetivos planteados y las publicaciones derivadas durante el desarrollo de la misma. Finalmente se muestra la organización y estructura del documento.

1.1. Motivación y antecedentes

Según el último informe de REN21 [1], en el año 2021 el sector eléctrico experimentó un incremento récord de 315 GW de energía renovable, procediendo un 90 % de la energía solar fotovoltaica (FV) y de la eólica. En [2], se concluye que un sistema 100 % provisto de energías renovables para Europa es económicamente competitivo, tecnológicamente viable y coherente con los objetivos del Acuerdo de París. Los autores resaltan, además, la importancia de las interconexiones en la red de transporte para equilibrar el sistema energético europeo. A nivel estatal, según el informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sobre el Estado Global de las Energías Renovables 2022 [3], España es el octavo país del mundo en capacidad total de energía renovable y líder en solar fotovoltaica y eólica. Estos tres datos asociados a distintos ámbitos muestran el nivel de integración que se espera de las energías renovables en un futuro.

La integración de las fuentes de energía renovable (FER) con convertidores electrónicos de potencia (CEP), como los sistemas eólicos y fotovoltaicos, también plantea retos tecnológicos a resolver tanto en las redes de transporte como en las de distribución. Algunas de las cuestiones a analizar son la reducción, tanto de la inercia sincrónica como de la reserva de potencia reactiva, la baja resistencia a los cortocircuitos de la red eléctrica y la capacidad y estrategia de las interconexiones a través de los CEP [4]. La disminución de la inercia sincrónica podría afectar a la estabilidad del ángulo del rotor y a la estabilidad de la frecuencia de algunos generadores, mientras que la disminución de la resistencia al cortocircuito y la reserva de la

potencia reactiva afectaría a la estabilidad de la tensión y del ángulo del rotor en las redes eléctricas. Las capacidades y estrategias de las FER a través de los CEP también desempeñan un papel fundamental en la estabilidad de la red eléctrica debido a su influencia en la potencia activa y reactiva, por lo que los esquemas y estrategias de interconexión son fundamentales, ya que se espera que las futuras redes eléctricas funcionen con una alta penetración de FERs. Por lo tanto, la regulación de tensión se hace más compleja en este nuevo tipo de escenarios debido a la intermitencia intrínsecamente asociada a las fuentes renovables.

El control de tensión y potencia reactiva normalmente se efectúa en función de las cargas. Con la creciente inclusión de la generación renovable distribuida y debido a la variabilidad de las mismas, los patrones de carga neta y las dinámicas del flujo de potencia han cambiado, afectando a los procedimientos para el control de tensión que se han seguido tradicionalmente. Se buscan por lo tanto, sistemas que se adapten dinámicamente a las condiciones de operación [5]. En este sentido, los parques eólicos modernos incorporan un sistema de control de la tensión para facilitar la integración a la red asumiéndose que la variable más efectiva a considerar para la regulación de tensión es la potencia reactiva [6]. En concreto, debido a las prestaciones que ofrece, es habitual el uso de compensadores de tensión, como el compensador estático síncrono o STATCOM (*Static synchronous compensator*) que es un dispositivo perteneciente a los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna o FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*), considerados elementos claves que mejoran la estabilidad del sistema cuando existen sistemas eólicos o fotovoltaicos [7].

Por ejemplo, el convertidor del lado de la red de un aerogenerador puede configurarse como un STATCOM o cada generador equiparlo con un STATCOM o un STATCOM prestar servicio a un conjunto de aerogeneradores, lo que se conoce como un parque eólico [8] o planta de energía eólica. Por otro lado, es una práctica normal que en los sistemas eléctricos, para la regulación de la tensión, se instalen en las cercanías de las cargas, generadores o compensadores de tensión (o reactivo) como los STATCOMs, con la intención de no reducir la capacidad de transporte del sistema y a su vez disminuir las pérdidas. En esta instancia, el regulador automático de tensión o AVR (*Automatic Voltage Regulator*) de los generadores, los transformadores y los controles de los STATCOMs funcionan como controles primarios y son los que llevan a cabo las decisiones tomadas a nivel terciario y secundario. Los algoritmos asociados a la regulación de tensión y usados en estos dispositivos se basan en distintas técnicas como el control proporcional, integral y derivativo o PID (*Proportional, integral, derivative*), control avanzado con modelo predictivo o controles inteligentes como control basado en redes neuronales o difusas [9]. En este sentido, en [7] se realiza una revisión de diferentes algoritmos de control desde los convencionales hasta los avanzados para el control del STATCOM usados en redes con integración de energías renovables. Entre los convencionales evalúan la

modulación por ancho de pulsos o PWM (*Pulse Width Modulation*), el PID y PI, incluyendo mejoras basadas en métodos de optimización con regulador cuadrático lineal o LQR (*linear quadratic regulator LQR*). En cuanto a los más avanzados, se presentan en esta referencia el control adaptativo con algoritmos genéticos o GA (*Genetic Algorithm*, control no lineal, específicamente el control en modo deslizante, control predictivo basado en modelo MBPC (*Model Based Predictive Control*), control robusto, lógica difusa, algoritmos meta-heurísticos y los que emplean inteligencia artificial o AI (*Artificial Intelligence*). Otra revisión anterior pero enfocada más en el control de la fuente convertidora de tensión o VSC (*Voltage Source Converter*) del STATCOM fue realizada en [10] donde se pueden apreciar similares algoritmos a los anteriormente listados. Dentro de este campo, se busca implementar algoritmos simples, sencillos, para hacerlos más robustos y económicamente viables, pero que a la vez garanticen los niveles de armónicos y se reduzcan las pérdidas. En [11] se propuso una estrategia de frecuencia de conmutación variable periódica PWM para un VSC de dos niveles, disminuyendo el THD significativamente. Por otro lado, los autores [12] se enfocan en el desarrollo de hardware de control, incluyendo medición usando una unidad de DSP para el control de VSC resultando en una mejora del factor de potencia. El objetivo es abaratar los costes para la sustitución de compensadores de potencia reactiva, como los bancos de condensadores, por tecnología actual.

Para una regulación más efectiva es preciso abordar el control de tensión considerando un conjunto de varias unidades compensadoras instaladas en la red [7]. De hecho, en [5] se concluye que se necesita más investigación en las áreas de optimización y coordinación, en el marco temporal operativo, de todos los recursos disponibles para hacer frente a los patrones inciertos de la creciente integración de la generación renovable distribuida y así lograr un control de tensión efectivo. Dentro de esta perspectiva, existen dos cuestiones claves a analizar. La primera de ellas es la ubicación y el dimensionamiento de las mismas [13], siendo este un problema fuertemente condicionado a la disponibilidad ya existentes de los compensadores, así como a las restricciones para instalar nuevas unidades.

Por otro lado, se encuentra el problema de la coordinación de los compensadores para la asignación óptima de las consignas. En este sentido, la literatura ha contribuido con propuestas para resolver el problema de regulación de tensión desde la coordinación de varias unidades compensadoras. Dependiendo de dónde se ejecuta el algoritmo de control, se puede diferenciar en tres tipos: centralizados, descentralizados y distribuidos [7]. En los centralizados, una unidad global recoge medidas del estado de los componentes de la red para decidir las consignas, que envía a las correspondientes unidades. En contra, en los descentralizados las unidades compensadoras deciden sus propias consignas a partir de la información que recogen localmente. Esta última estrategia proporciona escalabilidad al problema de regulación de tensión pero puede no alcanzar la solución óptima tal y como sí logra el control centralizado. Los algoritmos distribuidos se basan en el intercambio de información entre

las unidades compensadoras limitando la comunicación a áreas. A pesar de contar con un menor número de datos intercambiados, pueden alcanzar el óptimo global a través de algoritmos iterativos si estos están correctamente diseñados.

Las técnicas de regulación de tensión también pueden dividirse según el tipo de algoritmo utilizado, distinguiéndose principalmente los que se basan en optimización distribuida, en la sincronización o consenso de sistemas multiagente como la utilización de la teoría de juegos para coordinarse, los que emplean modelos predictivos y los que se basan en técnicas de inteligencia artificial. Las posibilidades que ofrece la **AI en redes eléctricas** son amplias hoy en día. Una extensa revisión de las aplicaciones de la AI en redes eléctricas puede encontrarse en [14]. Los autores resaltan las aplicaciones de la AI en control, pronóstico, diseño, mantenimiento, optimización y seguridad. Para ello, se suele emplear algoritmos de sistemas expertos, sistemas de tomas de decisiones, búsqueda heurística, reducción de dimensionalidad y algoritmos de aprendizaje. En este campo, se han propuesto técnicas para detectar faltas en sistemas de distribución o para el análisis de transitorios [15]. Para predecir los parámetros óptimos del control PID del AVR de un generador, se propone en [16] un método de AI, usando un algoritmo de máquinas de aprendizaje basada en una técnica denominada *bagging*. Por otra parte en aplicaciones de control de la tensión, un agente de IA se propone en [17] con un control autónomo proveyendo un funcionamiento seguro, que aprende su estrategia de control a través de interacciones con simulaciones fuera de línea. El trabajo en [18] propone la coordinación de manera centralizada de un STATCOM, unas unidades de generación y varios transformadores a través de una red neuronal bajo condiciones normales y de contingencia.

El **control predictivo basado en modelos** (MBPC) facilita la implementación de funcionalidades avanzadas para aplicaciones como micro-redes, edificios inteligentes, servicios auxiliares, accionamientos industriales, carga de vehículos eléctricos y generación distribuida (GD) [19]. Tal y como se concluye en [20], las aplicaciones del MBPC son idóneas para las interfaces electrónicas de potencia de las FERs. En el mismo sentido, en [21] se hace énfasis en la conversión energética de sistemas de GD tales como los sistemas solares fotovoltaicos, eólicos y de almacenamiento de energía. Se destaca en este trabajo que muchos de los desafíos creados por las fuentes de energías renovables distribuidas son invisibles y no pueden ser controlados por los operadores de la red. En el ámbito del control de tensión, en [22] se propone un método de diseño de un control predictivo distribuido basado en modelo o DMPC (*Distributed Model Predictive Control*), en el que cada control local considera los acoplamientos fuertes con otros subsistemas en el problema de optimización, estimándolo sobre el estado y la función objetivo. Para la selección de los vecinos con los cuales cooperar, se propone un método en el que se determina el nivel de acoplamiento, basándose en el rendimiento del sistema de lazo cerrado y la conectividad de la red de los subsistemas. Para los subsistemas débilmente acoplados, la influencia no se considera. Los resultados de la simulación, muestran la eficacia del

DMPC propuesto con un rendimiento similar a un MBPC centralizado. Al mismo tiempo, la conectividad exigida para el intercambio de datos disminuye significativamente, por lo que se obtiene una solución distribuida adecuada. Una propuesta de diseño de MBPCs coordinados que modifican las consignas de los compensadores de potencia reactiva se presenta en [23], donde controla las desviaciones de potencia reactiva en las líneas de transporte que enlazan zonas vecinas. Las simulaciones se realizaron en un sistema de transporte de 5000 nodos. Los resultados probaron que el método regula las tensiones de los nodos piloto en los valores deseados en presencia de variaciones de carga y retrasos en las comunicaciones. Para efectos del control local, en el caso de los sistemas eléctricos, el horizonte temporal en el DMPC no tiene un aporte significativo [24, 25]. Otro tipo de aplicación del DMPC consiste en el diseño de controladores descentralizados para cargadores de vehículos eléctricos. Los autores en [26] aplican un DMPC con el cual se establece el problema de las desviaciones no planificadas del estado del sistema en horas futuras u horizonte temporal y se usa la teoría de juegos para resolverlo.

Otra de las opciones analizadas para la coordinación de unidades compensadores es la que emplea la **Teoría de Juegos**. El trabajo de [27] establece el objetivo de minimizar la potencia reactiva inyectada en la red, para controlar la tensión. Con un juego no cooperativo, se coordinan los generadores, los transformadores de cambio de toma en línea y los compensadores reactivos en derivación, para lograr el control de tensión. En esta propuesta se requiere una entidad centralizada para definir las estrategias globales, por lo que el algoritmo no es totalmente distribuido, aunque se aplique por zonas. Una limitación similar se detecta en [28], donde un operador del sistema debe trabajar en el algoritmo de control para informar a los actores sobre las estimaciones de la potencia recogida por las fuentes de energía renovable. El algoritmo basado en teoría de juegos coordina los transformadores y los compensadores estáticos.

La teoría de juegos cooperativos también ha sido probada con funciones de consenso en redes eléctricas. Un ejemplo de ello es el trabajo [29], donde se utiliza la teoría de juegos cooperativos, para modelar y optimizar conjuntamente, la reserva de potencia reactiva y el perfil de tensión, a nivel regional de forma distribuida. No interviene en la actuación de los controles a nivel primario y cuando se opera a nivel regional es un proceso lento. En [30], se consideran las zonas de acoplamiento como jugadores para desarrollar un modelo de juego cooperativo, en el que los jugadores buscan una alianza para mejorar el rendimiento, basando el juego en coaliciones. No se centra en el dispositivo sino en el conjunto de dispositivos de una zona, por lo que es lento para responder a los eventos rápidos del control primario. En [31], los autores modelan el comportamiento estratégico de los nodos conectados a energías renovables. Utilizando la teoría de juegos, estudian el equilibrio de la generación de energía distribuida, para determinar el punto de funcionamiento óptimo del sistema y no como control de dispositivos. Además, requiere de funciones de negociación,

lo que afecta a la autonomía de las fuentes de generación. Siguiendo un enfoque totalmente distribuido, las fuentes de energía renovable se modelan en [32] como inyectores de potencia. Los nodos deciden cuánta potencia deben proporcionar estas fuentes, en función de objetivos económicos y técnicos. Con un enfoque teórico de juegos, los nodos llegan al conjunto óptimo de decisiones de forma distribuida. En cada iteración, los nodos actualizan su tensión más factible de establecer e intercambian esta decisión con sus vecinos. El trabajo se limita a redes de corriente directa. Otro aspecto que los investigadores han estado evaluando es el control predictivo basado en teoría de juegos como en [33], donde se propone un esquema de control predictivo de modelos distribuido basado en teoría de juegos para los sistemas de almacenamiento de energía en baterías o BESS (*Battery Energy Storage System*). Estos dispositivos se modelan como productores/consumidores en un sistema de distribución de energía. En esta propuesta, los propietarios de BESSs ofertan la generación buscando un equilibrio de Nash en el horizonte temporal futuro.

A pesar de los esfuerzos dedicados al diseño de estrategias de control distribuido, la coordinación entre subsistemas sigue siendo un problema de investigación abierto hoy en día, donde se distinguen las siguientes limitaciones:

- Escasos estudios a nivel de redes de transporte. Se ha hecho hincapié en resolver el problema de la regulación de tensión de manera distribuida a nivel de redes de distribución mientras que su aplicación para el nivel de transporte ha sido menos analizada. Las características propias de la red de transporte puede conllevar que los algoritmos diseñados para la red de distribución no sean adecuados.
- Necesidad de analizar la idoneidad de emplear la teoría de juegos para la coordinación de unidades compensadores de manera distribuida en redes AC. Esta técnica aún no se ha evaluado para la coordinación totalmente distribuida de los STATCOMs o de un compensador de tensión similar, estando su estudio únicamente en micro-redes DC. La inclusión y resolución de técnicas de flujo de potencia por los jugadores es una cuestión a abordar con las redes AC.
- Limitadas propuestas orientadas al desarrollo de nuevos controladores fáciles de ser instalados, en especial, en aquellos ya desplegados. La literatura consultada muestra que un número relevante soluciones de control opta por emplear variables internas de la máquina que gestiona el STATCOM, lo que dificulta desarrollar algoritmos de control válidos para varias máquinas. Además, la instalación en una máquina específica requeriría la modificación interna de la misma, lo que dificulta el despliegue del control en máquinas ya instaladas. En este sentido, es recomendable una solución factible de ser implementada inmediatamente, que no sustituya a los algoritmos de control interno de los controladores de los compensadores comerciales, y que ya han sido debidamente probados. Para ser desarrollada e implementada en la realidad, la solución

debería determinar la consigna o el valor deseado del control y su aplicación no debería emplear información local. Mejoras adicionales se pueden obtener si se coordina con otras unidades con una mínima comunicación y permitiendo que la coordinación entre compensadores se aproxime a la solución centralizada.

- Se requiere hacer propuestas de estrategias para la coordinación de múltiples tecnologías propias del nuevo paradigma de redes eléctricas, caracterizado por GD, interconexión de FER, cargadores de EV y sistemas de almacenamiento de energía ya que de acuerdo con [34], estas tecnologías van a jugar un papel muy importante en los sistemas de transporte futuros.

1.2. Objetivos

El objetivo principal de esta Tesis Doctoral es diseñar algoritmos eficientes de control distribuido para la coordinación de compensadores de tensión. Este objetivo se puede, a su vez, desglosar en los siguientes objetivos específicos:

- Conocer el estado del arte de la compensación de tensión para sistemas de transporte. Para esto se analizan los dispositivos FACTS, sus características y aplicaciones en la regulación de la tensión. Este análisis permite determinar el dispositivo más apropiado como compensador de tensión y el grado de participación de las energías alternativas en la estabilidad y compensación de la tensión. También es indispensable el estudio de las técnicas de descomposición como herramientas de optimización matemática, así como las actuales técnicas de coordinación de compensadores de tensión explorando la filosofía de control multi-área y la relación entre los objetivos y las estructuras jerárquicas de control de tensión.
- Diseñar, implementar y evaluar en el laboratorio un método simple de bajo coste para el control interno del STATCOM, como dispositivo FACTS apropiado para la compensación de la tensión. La evaluación está orientada a la factibilidad de implementar los controles en medios electrónicos de bajo coste cumpliendo con las normas de calidad en términos de armónicos.
- Identificar el potencial de los algoritmos de control distribuido como el DMPC y los basados en Teoría de Juegos para la coordinación de compensadores de tensión y evaluar sus prestaciones.
- Diseñar, implementar y evaluar los algoritmos de control distribuido basados en DMPC y teoría de juegos para la coordinación del STATCOM en la compensación de tensión con fácil instalación en unidades compensadoras ya desplegadas y que no dependan de las dinámicas internas de las máquinas. La implementación y evaluación se realizará a través de simulación y se orienta a mejorar las prestaciones con respecto al desempeño del control centralizado.

Para la consecución de estos objetivos, se emplean principalmente las siguientes bases teóricas:

- Las técnicas de descomposición para la operación coordinada de sistemas, que permite formular un problema individual o un problema por compensador.
- La teoría de control, que ofrece las herramientas para resolver el problema.
- La definición de la sensibilidad con la cual se modela las relaciones entre los controles y los nodos.
- La teoría de control distribuido y la teoría de juegos que permite establecer algoritmos de coordinación de los compensadores.

1.3. Principales contribuciones

Las redes eléctricas son sistemas cada vez más complejos, con diferentes estructuras que se ven afectadas por diferentes tecnologías, dinámicas, tiempos de respuesta, normas, leyes, desregularización, penetración de fuentes alternativas de energía y a la vez experimentan más interconexión. Además de esta complejidad, todas las características anteriormente expuestas afectan el desempeño de los controles de los compensadores. Esta evolución requiere una investigación y desarrollo permanente para dar respuestas a los desafíos que se plantean. En el caso de esta tesis doctoral, el reto tecnológico considerado es la compensación de tensión, que por su naturaleza se resuelve usando compensadores y fuentes distribuidas espacialmente.

A pesar de los avances en los sistemas de comunicaciones, la organización de los sistemas eléctricos está evolucionando hacia un paradigma donde se fomenta la autonomía, con la participación de particulares quienes por naturaleza del negocio intentan resguardar información de sus operaciones. Por otro lado, en países en vías de desarrollo no se cuenta con infraestructura de comunicación instalada para de forma instantánea accionar y configurar los diferentes controles y compensadores, usándose en algunos casos cuadrillas de obreros para realizar las maniobras de operación del sistema. Este hecho por sí sólo justifica las inversiones en GD, energías alternativas y compensadores (como los dispositivos FACTS), pero los beneficios son claros si además se incluye algún grado de autonomía. En ambos casos y por razones diferentes se presenta la necesidad de que los controles locales cuenten con algoritmos que consideren el efecto que sus decisiones y la que los controles vecinos tienen en la red eléctrica para que las acciones de control sean coordinadas, al menos en el entorno de influencia de estos controles.

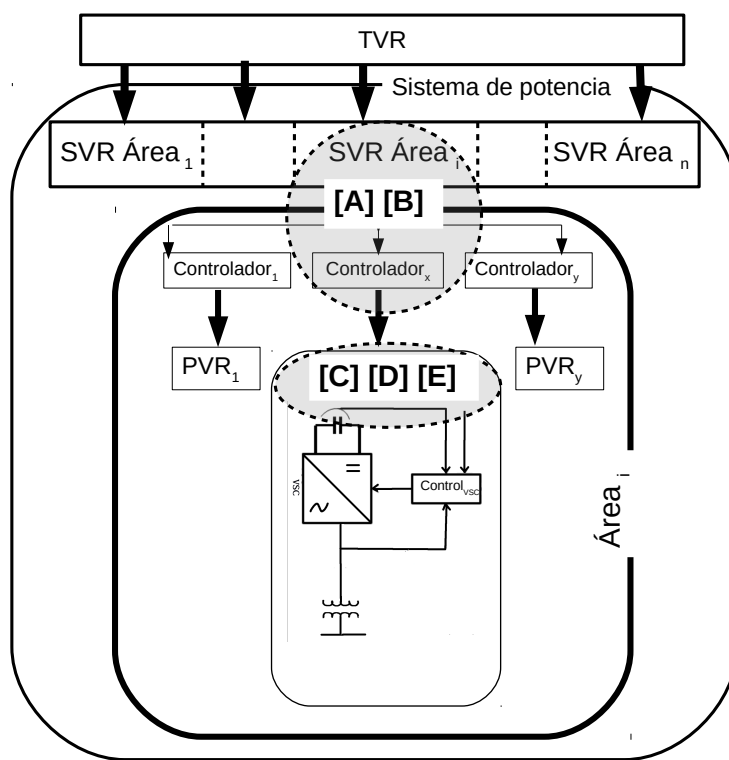
El objetivo principal de esta Tesis ha sido el diseño de dos controles para la coordinación de compensadores de tensión para sistemas de transporte de energía eléctrica. Para llegar al objetivo es necesario identificar cuáles son los equipos de

compensación, evaluar los actuales paradigmas y las metodologías en la compensación de tensión y en la coordinación de los equipos.

Los aportes principales derivados de esta Tesis son:

- Del estudio de las características y aplicaciones de los actuales dispositivos FACTS para la compensación de tensión, se desarrollaron modelos para la evaluación de los dispositivos y métodos de conmutación de estos convertidores de potencia. Producto de ese trabajo fue posible diseñar un método simple, basado en una máquina de estados finitos (MEF) para la generación de la secuencia de disparo de los conmutadores del conversor de corriente directa a corriente alterna (DC/AC) de un STATCOM que sirve para comprender la forma en que opera y se controla este compensador en una red de transporte.
- Otro aporte del trabajo es con respecto a la metodología de diseño de los controles locales. Con la aplicación de la descomposición y la sensibilidad se hace posible que la información del entorno del control centralizado sea incorporada en el control local propuesto. Desde el punto de vista del diseño, se describió detalladamente la formulación para la síntesis de los controles locales a partir de un problema global hasta llegar a dos algoritmos de control local fáciles de implementar: uno basado en control predictivo y otro basado en juegos no cooperativos. Por otro lado, la función de optimización es un elemento común entre el control óptimo, control predictivo y la teoría de juegos, así que los métodos de solución usados son los mismos. La novedad de esta contribución es que los diseños responden a controles locales con la capacidad de determinar su respuesta en función del efecto que los controles vecinos tienen sobre los nodos que pertenecen a su área de influencia. En las dos soluciones abordadas para el control distribuido, el problema local consiste de una función que minimiza la desviación de tensión de los nodos de influencia del control. Las restricciones del problema local corresponden con el modelo de la dinámica de la tensión en los nodos de la red de influencia del control y el límite de operación del control. El modelo se determina a partir de la sensibilidad de estos nodos con respecto al nodo del controlador.
- A partir del diseño propuesto de los algoritmos, se demostró la viabilidad de usar un esquema "plug-and-play" donde sólo se requiere el estado de la red y no la dinámica de los compensadores. Por lo tanto, los controles internos originales no se modifican y la aplicación es independiente del tipo de unidad de generación o compensación.

Como se muestra en la Figura 1.1 se han hecho en esta tesis doctoral un conjunto de contribuciones que abarca varios niveles de la estructura jerárquica de control de tensión de un sistema de potencia. Las contribuciones anteriormente descritas se han publicado a través de los siguientes artículos en revistas de prestigio:



Legenda

TVR: Regulador terciario de tensión.
SVR: Regulador Secundario de tensión.
PVR: Regulador primario de tensión

Contribuciones

[A] César Contreras, Alicia Triviño y José A. Aguado. "Distributed Model Predictive Control for voltage coordination of large-scale wind power plants". En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 143 (2022).

[B] C. Contreras, A. Triviño and J. A. Aguado, "A Game-Theoretic Approach for the Effective Distributed Coordination of STATCOMs", En *IEEE Access*, vol. 11. (2023)

[C] Contreras, C.; Quirós, J.C.; Casaucao, I.; Triviño, A.; Villagrasa, E.; Aguado, J.A. "STATCOM Switching Technique Based on a Finite-State Machine". *Electronics MDPI*, (2023), 12, 1481.

[D] César Contreras, Alicia Triviño, José A. Aguado. "Simpler STATCOM operation based on PWM with a finite-state machine". *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and (2022) IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC I & CPS Europe*, (2022), pp. 1-6.

[E] César Contreras, Alicia Triviño, Inmaculada Casaucao, (2023). "Voltage sensors". En: Jorge García. (Ed.), *Encyclopedia of Electrical and Electronic Power Engineering*, vol. 1. Elsevier, Oxford, pp. 256–263.

Figura 1.1: Alcance de las contribuciones en la estructura jerárquica de control de tensión.

- César Contreras, Alicia Triviño y José A. Aguado. “Distributed Model Predictive Control for voltage coordination of large-scale wind power plants ”. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 143 (2022), pág. 108436. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108436>. url:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522004422>. Índice JCR (2021): 5,659 - Q1
- C. Contreras, A. Triviño and J. A. Aguado, “A Game-Theoretic Approach for the Effective Distributed Coordination of STATCOMs”, En: *IEEE Access*, vol. 11, pp. 27730-27738, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3258190. Índice JCR (2021): 3,476 - Q2
- Contreras, C.; Quirós, J.C.; Casaucao, I.; Triviño, A.; Villagrasa, E.; Aguado, J.A. “STATCOM Switching Technique Based on a Finite-State Machine”. En: *Electronics MDPI*, 2023, 12, 1481. <https://doi.org/10.3390/electronics12061481>. Índice JCR (2021): 2,69 - Q3

También se ha publicado en el capítulo de la siguiente Enciclopedia:

- César Contreras, Alicia Triviño, Inmaculada Casaucao, 2023. “Voltage sensors”. En: Jorge García. (Ed.), *Encyclopedia of Electrical and Electronic Power Engineering*, vol. 1. Elsevier, Oxford, pp. 256–263.

La participación en un congreso internacional se detalla a continuación:

- César Contreras, Alicia Triviño, José A. Aguado. “Simpler STATCOM operation based on PWM with a finite-state machine”. En: *2022 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2022 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I & CPS Europe)*, 2022, pp. 1-6.

1.4. Organización y estructura del documento

El presente documento atiende a una estructura conformada por cuatro capítulos, de los que a continuación se ofrece una breve descripción de su contenido.

En el presente capítulo, se ha presentado una introducción para ubicar el contexto en el cual se sitúa el problema planteado en esta Tesis. Además, se han revisado los antecedentes y la literatura de las técnicas, métodos y estrategias aplicados hasta ahora para resolver el problema del control de tensión tanto de forma centralizada como distribuida. También, se han hecho algunas consideraciones sobre esos resultados y las dificultades a abordar y finalmente los principales objetivos.

En el Capítulo 2, se hace una revisión del estado del arte y la metodología utilizada habitualmente para la compensación de tensión. Se describen los tipos, la

clasificación, aplicación y principio de funcionamiento de los dispositivos FACTS en el **control primario de tensión** o PVR (*Primary Voltage Regulation*). A continuación se detallan los conceptos y métodos de compensación de tensión en un sistema eléctrico. También se describe los algoritmos de optimización basados en técnicas de descomposición, usados en sistemas eléctricos, estableciendo la relación con sistemas distribuidos y los requisitos para la compensación de tensión. Luego, se explican los campos de aplicación de las técnicas usadas en los controles propuestos, es decir el DMPC y el control distribuido basado en teoría de juegos o DCGT (*Distributed Control Based on Game Theory*) y se comparan con las referencias de los trabajos hasta ahora realizados para presentar seguidamente la propuesta de coordinación de varios STATCOMs usando los algoritmos mencionados, así como sus principales ventajas.

En el Capítulo 3, se describen las contribuciones alcanzadas por el autor para la consecución de los objetivos propuestos en esta tesis doctoral. Para cada contribución, se incluye un resumen con el fin de facilitarle al lector una rápida comprensión del contenido de los artículos publicados.

Finalmente en el Capítulo 4, se presentan las conclusiones a partir de los objetivos planteados y se establecen las líneas futuras de trabajo a partir de algunas ideas generadas durante el desarrollo de este trabajo y que se pueden abordar a la luz de los resultados obtenidos.

Capítulo 2

Estado del arte

En este Capítulo, se va a analizar el estado del arte en relación al control de tensión, esto es, de las técnicas y tecnologías que mantienen dentro de unos límites los valores de tensión de un sistema eléctrico de potencia. Se describen las estructuras jerárquicas, cómo se organizan los sistemas para cumplir con el control de tensión, así como los dispositivos y fuentes de control y compensación que realizan esta función. Se hace una revisión de la importancia de coordinar los dispositivos y fuentes de compensación de tensión analizando las principales técnicas desarrolladas propuestas en la bibliografía, presentándose los enfoques de control predictivo por modelo distribuido y teoría de juegos.

2.1. Introducción

La estabilidad en los sistema eléctrico tradicionalmente se mantenía mediante el control de la frecuencia, las tensiones y el ángulo de rotor [35]. Sin embargo, en las redes modernas se han incorporado dos nuevas clases de estabilidad: “estabilidad impulsada por convertidor” y “estabilidad de resonancia”. Estas dos nuevas clases es producto del creciente uso de generadores interconectados con convertidores o CIGs (*Converter Interfaced Generators*) [36]. En este contexto se tiene que el desplazamiento de la generación síncrona por CIGs afecta a la estabilidad del ángulo del rotor de los restantes generadores síncronos del sistema. La estabilidad de la tensión a corto plazo involucra a las dinámicas de componentes de carga de acción rápida, como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente, y además enlaces HVDC y generadores basados en inversores. La estabilidad de la tensión a largo plazo implica equipos de acción lenta, como transformadores conmutadores de tomas, cargas controladas termostáticamente y los limitadores de corriente de los generadores. Estos elementos actúan con una reducción progresiva de las tensiones en algunos nodos de la red. La transferencia máxima de potencia y el soporte de tensión se limitan aún más cuando algunos de los generadores alcanzan sus lími-

tes de tiempo de sobrecarga de corriente. Con respecto a la frecuencia, los CIGs prácticamente están asociados a recursos renovables, por lo tanto las consecuencias son económicas con respecto al mantenimiento de márgenes de reserva con el fin de proporcionar respuesta de frecuencia primaria. Las resonancias aparecen debido a la interacción de dispositivos de control de acción rápida, como los HVDC, compensador estático de VAR o SVC (*Static Var Compensator*), STATCOM y los estabilizadores del sistema eléctrico (PSS) con los modos mecánicos de torsión de los turbogeneradores cercanos. Por otro lado la mayor fuente de interacción subsíncrona de control son los efectos de los generadores de inducción doblemente alimentado o DFIG (*Doubly-Fed Induction Generators*). Los controladores complementarios sumados a los controles del convertidor DFIG pueden ayudar a mitigar y amortiguar las oscilaciones resonantes. Finalmente, el comportamiento dinámico de los CIGs es diferente al de los generadores síncronos convencionales, debido a la interfaz VSC ya que la escala temporal de estos podría dar lugar a acoplamientos cruzados tanto con la dinámica electromecánica de las máquinas como con los transitorios electromagnéticos de la red, provocando oscilaciones inestables del sistema.

En resumen, el equilibrio de la potencia reactiva repercute directamente sobre el perfil de tensiones de los nodos de la red [35] y es un desafío ya que la potencia reactiva oscila entre los generadores y los elementos inductivos y capacitivos. No participa en el transporte de la energía y sin embargo es una carga extra para la red, resultando en pérdidas en las líneas y en menos capacidad para el transporte de potencia activa, haciéndose evidente en la caída de tensión de las líneas.

Por lo tanto, uno de los grandes desafíos a afrontar en las redes eléctricas es la regulación de la tensión. Existen distintos métodos para realizar esta función. Uno de los más simples consiste en que los usuarios pueden compensar la potencia reactiva usando bancos de condensadores. Las empresas de transporte pueden recurrir al control mediante los generadores síncronos y dispositivos FACTS, los cuales deben estar lo más cerca posible de las cargas ya que el incremento de flujos en determinadas líneas además de pérdidas puede poner en peligro la seguridad del sistema. Otra forma de lograr la regulación de tensión es mediante la construcción de nuevas líneas de alta tensión pero en muchas ocasiones supone un gran problema económico, ambiental y organizativo [37, 38, 39]. Por ello, la solución más eficaz es el redireccionamiento de los flujos de potencia, sin variar potencias de generación y sin cambios topológicos, usando equipos y técnicas modernas de control así como diferentes estructuras para organizar los sistemas.

A la hora de afrontar la regulación de tensión es preciso conocer el tiempo de respuesta que debe proporcionarse. Este parámetro va a depender de la composición del sistema. Un sistema eléctrico es un proceso distribuido espacialmente, constituido por un conjunto de unidades de generación, redes de transporte y distribución y centros de demanda de energía que deben trabajar en sintonía. Las dinámicas de

este sistema con respecto al tiempo se clasifican en rápidas, medias y lentas, lo que origina de forma natural varios niveles de operación. Así pues, los operadores del sistema deben determinar los valores de consigna de los generadores y de resto de elementos compensadores resolviendo un problema de optimización (costes de generación, mínimas pérdidas, maximizar la transmisión, etc.), restringido por el modelo de flujo de Potencia (FP) que se establece como un conjunto de ecuaciones algebraicas, al que se le añade la función de optimización dando lugar al denominado flujo óptimo de potencia u OPF (*Optimal Power Flow*). Este problema se resuelve con técnicas y herramientas computacionales deterministas y heurísticas. A partir de estos resultados y a través de un conjunto de maniobras, llevan el sistema a ese punto de operación que se considera óptimo de acuerdo al criterio seleccionado. Esta solución se efectúa asumiendo el régimen permanente, ya que solo se consideran las dinámicas lentas, dejando a los controles de los generadores las dinámicas rápidas.

Por otra parte, para mantener la calidad de energía eléctrica, los sistemas cuentan con reservas de generadores, instalándose en algunas ocasiones de forma distribuida en la red de acuerdo a la distribución de las cargas. En el caso del control de variables como la tensión, se instalan localmente en las cercanías de las cargas, generadores o compensadores de reactiva para evitar reducir la capacidad del sistema de transporte y a su vez evitar aumentar las pérdidas. La conexión y desconexión de los generadores de reserva se planifican diariamente en función de la predicción de la demanda que a su vez se determina a partir de la demanda histórica del sistema. De la misma forma, para mejorar la disponibilidad de energía se suelen analizar cuestiones adicionales. En este sentido, se evalúan diferentes topologías de red (como las de tipo anillo o mallado), se analiza la idoneidad de separar el sistema en áreas, zonas o mini-redes, se evalúa la conveniencia de usar dispositivos FACTS serie para evitar la construcción de nuevas líneas y así aprovechar la capacidad instalada, e incluso también se estudia si es conveniente interconectar subsistemas. En relación a los controladores, destacan los dispositivos FACTS contruidos a partir de electrónica de potencia y que tienen como función, compensar variables eléctricas. Los algoritmos usados en estos dispositivos son variados desde el control PID hasta controles inteligentes como control con redes neural o difuso.

2.2. Estructura jerárquica de control

Para lograr operar la diversidad de dinámicas de la red eléctrica y objetivos en relación al control de tensión que, además están distribuidos espacialmente y basados en diferentes tecnologías, es indispensable organizar el sistema de forma jerárquica: la razón básica de la jerarquía se deriva de la necesidad de aumentar la seguridad de funcionamiento y la eficacia del sistema mediante la coordinación en tiempo real. Para llevar a cabo el control de la tensión se usa una estructura jerárquica genérica

cuyo esquema se presenta en la Figura 2.1.

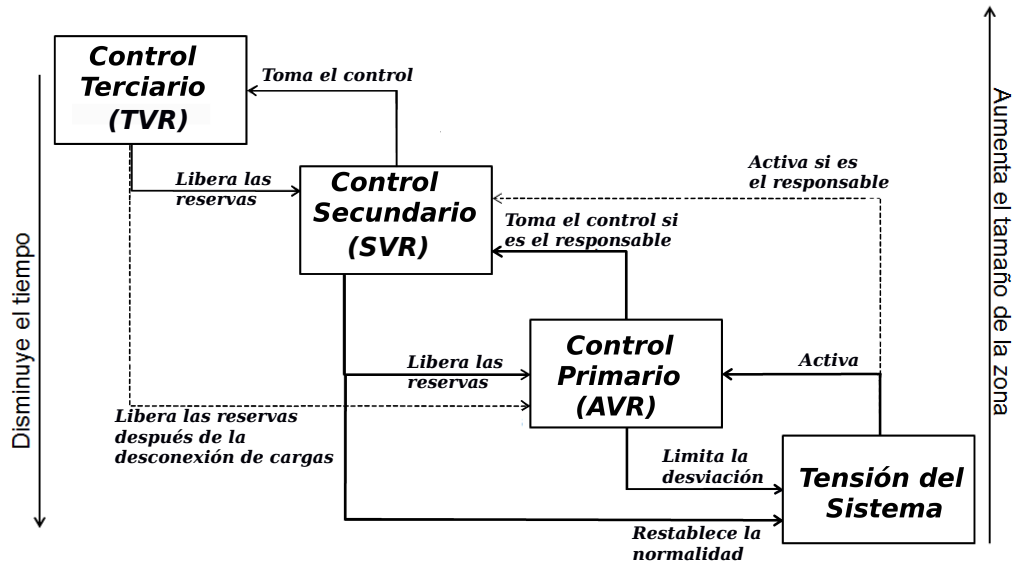


Figura 2.1: Estructura jerárquica de control de tensión [40, 41]

La estructura jerárquica para el control de tensión se puede implementar de forma centralizada, donde se identifican tres niveles: el PVR, control secundario de tensión o SVR (*Secondary Voltage Regulation*) y control terciario de tensión o TVR (*Tertiary Voltage Regulation*) y como se describe en la Tabla 2.1, cada uno de estos niveles están espacialmente separados y cada uno persigue diferentes objetivos, tiempos de respuesta y alcance físico. Esta estructura ha sido inicialmente la más implementada a nivel mundial, pero uno de los inconvenientes es que considera la topología fija durante la operación del sistema. Por eso, cada vez más se están estudiando y aplicando estrategias descentralizadas que consisten básicamente en unir el SVR y TVR en un solo nivel, asociando a la solución del problema tanto la topología, como las condiciones del sistema [40, 42, 41]. Esto es posible si se pueden relajar las restricciones de desigualdad asociadas al problema del OPF y despreocupar los límites de funcionamiento que no son relevantes para el problema de control de la tensión. Esta jerarquía resulta especialmente adecuada para sistemas pequeños o sistemas divididos en regiones desacopladas, por ejemplo, aplicando técnicas de control distribuido. Una de las ventajas reportadas para este esquema descentralizado es la reducción de costes de operación, tal y como se analiza en [43].

2.2.1. Control Primario de Tensión (PVR)

A este nivel de control a veces se le denomina como el AVR de los generadores de reactiva o compensadores y es parte del lazo de control. El principal objetivo de control es mantener la tensión del nodo al que está conectado inyectando o absorbiendo

Tabla 2.1: Control jerárquico de tensión

Nivel	Equipos	Objetivos	Tiempo	Alcance Geográfico
Primario (PVR)	Transformadores con tap, Banco de condensadores, DVR, SVC, STATCOM	Mantener el valor de la tensión del nodo de conexión en el valor de SP	100 <i>ms</i> a 20 <i>s</i>	Nodo de conexión local
Secundario (SVR)	OPF en tiempo real	Determinar de forma coordinada los SP de varias fuentes de potencia reactiva para controlar la tensión en nodos pilotos	Aprox. 1 <i>min</i>	Zona
Terciario (TVR)	OPF en tiempo real	Definir el valor de SP de los nodos pilotos minimizando las pérdidas de red y maximizando las reservas de potencia reactiva	Aprox. 15 <i>min</i>	Área (Varias zonas)

corriente reactiva. Esto se consigue mediante un regulador que utiliza la realimentación de la medición del nodo, normalmente la tensión del nodo. Para ello, se regula la salida de la potencia reactiva, de tal forma de que la magnitud de tensión en el nodo de conexión permanezca igual o lo más próximo posible del valor de referencia (SP) del controlador [44]. En general, el nodo de conexión es el mismo o está muy cercano al nodo donde se requiere controlar la tensión. La selección de la tensión de referencia de los controles locales es tarea de un control de jerarquía superior y es seleccionado de tal forma de que se alcance el perfil de tensión deseado del sistema.

En el control primario, se emplean distintos equipos como son:

- i Sistemas de excitación de la máquina síncrona y regulador automático de tensión AVR.
- ii Bancos de condensadores y reactancias en paralelo conmutados.
- iii Transformadores con control del cambiador de tomas.
- iv Dispositivos FACTS como el STATCOM.

Esta Tesis doctoral está orientada al uso de dispositivos FACTS y, en particular, de los STATCOMs. Los dispositivos FACTS son sistemas basados en electrónica de potencia, sin partes móviles, que pueden suministrar un rápido control de uno o varios de los parámetros que afectan el flujo de potencia en un sistema de transmisión AC, como son la tensión, la impedancia de la línea y el ángulo de fase. Esto implica mejoras en la estabilidad, la capacidad de transmisión de potencia, seguridad del sistema y menores pérdidas, con respecto a otros equipos empleados para el PVR. Se deben usar cuando el crecimiento de la demanda de potencia sea más rápida que la velocidad de expansión de la capacidad del sistema, en casos de degradación de la calidad de la energía y cuando el sistema está operando muy cerca de los límites de seguridad. En general son útiles cuando se requiera controlar el flujo de potencia, la tensión, incrementar la capacidad de transmisión, hacer compensación de potencia reactiva, mejorar la estabilidad del sistema y la calidad de la energía, reducir intermitencia y en la interconexión de la generación renovable y distribuida y de las plantas de almacenamientos de energía.

Como ejemplo se presenta el esquema de la Figura 2.2 que corresponde con el PVR general de un STATCOM. Este consta de dos etapas en cascada. En la primera de ellas, a partir de la diferencia entre la tensión de referencia y la medida en el nodo de conexión del compensador $V_{ref} - V_{medida}$ el regulador automático de tensión determina la potencia reactiva de referencia o Q_{ref} . Esta potencia se compara con la que está inyectando el STATCOM ($Q_{STATCOM}$) y el regulador automático de potencia reactiva calcula la tensión que el inversor del STATCOM debe mantener en el nodo.

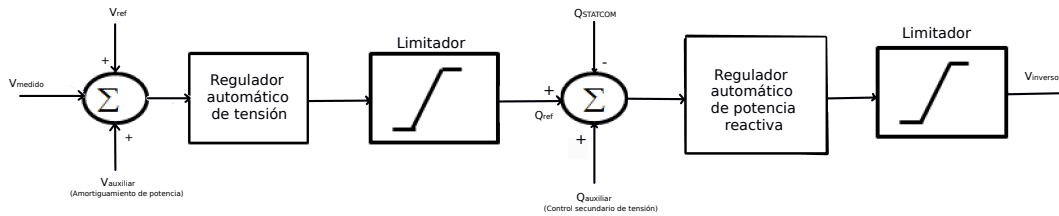


Figura 2.2: Esquema genérico de control primario de tensión [40]

2.2.2. Dispositivos FACTS

El concepto FACTS nació en 1988 cuando Hingorani publicó el artículo [45], en el que vislumbra el papel de la electrónica de potencia en los sistemas del futuro, proponiendo el uso extensivo de ésta, a la que llamó Electrónica de Mega-Watt, para el control de sistemas de potencia de corriente alterna. La idea básica de Hingorani era obtener, en el futuro, sistemas de corriente alterna con alta flexibilidad, tal y como se consigue en HVDC. Estas ideas propiciaron el uso de tiristores de potencia, así como el desarrollo de nuevos dispositivos semiconductores autoconmutados (disparo y corte controlados) tales como los tiristores GTO (*Gate Turn-off Thyristor*), los tiristores controlados por MOSFET o MCT (*MOS Controlled Thyristor*), los transistores bipolares de puerta aislada o IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) o los tiristores controlados por puerta integrada o IGCT (*Integrated gate-commutated thyristor*). Gracias al desarrollo tecnológico de los dispositivos electrónicos de conmutación se ha desarrollado una muy interesante generación de dispositivos FACTS basados en VSC [46].

La electrónica de potencia tiene un amplio rango de aplicaciones en el control, siendo los dispositivos FACTS otra de las aplicaciones en la misma tendencia donde el control juega un papel relevante. Así pues, se definen como FACTS, a dispositivos que incorporan controladores basados en electrónica de potencia y otros controles estáticos para mejorar la controlabilidad y aumentar la capacidad de transferencia de potencia. Los controladores FACTS proporcionan el control de uno o más parámetros del sistema de transporte de corriente alterna. En la Figura 2.3 se puede observar una clasificación de acuerdo a la tecnología usada y a las tres formas de conexión de los dispositivos FACTS (derivación, serie y serie-derivación), con distintos objetivos de control que se desean alcanzar en la línea de transmisión y su aplicación. A continuación se describen los principales FACTS tanto los basados con tiristores como los que emplean VSC.

Dispositivos FACTS usando tiristores

Los dispositivos FACTS basados en tiristores son principalmente reactancias eléctricas y transformadores con cambiadores de toma controlados por tiristores. En

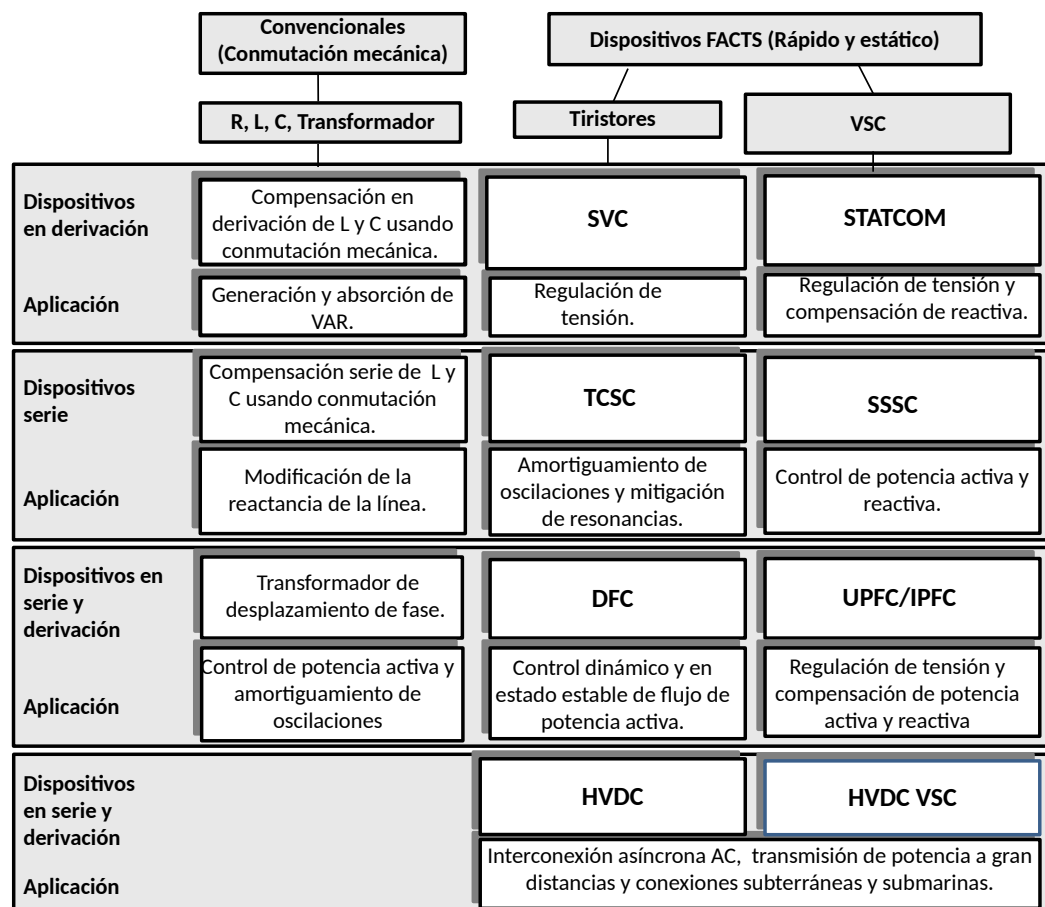


Figura 2.3: Clasificación de los FACTS dependiendo de la tecnología utilizada [46]

el primer caso, los tiristores controlan o conmutan al componente inductivo o capacitivo ya estén éstos conectados en serie o en derivación para cambiar la admitancia. En el segundo caso, son transformadores de desplazamiento de fase controlados con tiristores.

Compensador estático de VAR (SVC):

Uno de los dispositivos FACTS importantes es el SVC. Una de sus aplicaciones es el control y la provisión de estabilidad de la tensión, ya que un SVC puede aportar la potencia reactiva necesaria para el control dinámico de esta variable, compensando así las desviaciones de potencia reactiva de la red que se provocan por grandes variaciones de la carga y que incluso podrían incurrir en variaciones inaceptables de la tensión, inestabilidad y hasta el colapso del sistema. Un esquema con los componentes básicos de este dispositivo FACTS se presenta en la Figura 2.4, entre los cuales se distinguen dispositivos eléctricos y de control. Los dispositivos eléctricos lo constituyen los condensadores fijos C_3 y C_4 , los interruptores de estos condensadores CF_3 y CF_4 , el componente reactivo controlado por tiristores o TCR (*Thyristor-Controlled Reactors*), los filtros para eliminar los armónicos de quinto y séptimo orden C_1 , L_1 y R_1 y C_2 , L_2 y R_2 respectivamente y el banco de transformadores. Debido a la carga no lineal que representa el TCR para el sistema, se generan armónicos de corrientes que se requieren filtrar, acción que se hace típicamente entre el tercer y el séptimo armónico. Por otra parte, el control está constituido por el sincronizador de disparos, la unidad de conversión, el regulador de tensión y la unidad de medición de tensión [47]. La variación de la capacitancia en el SVC se realiza conectando y desconectando condensadores con un mínimo de transitorios electromagnéticos. En relación a la desconexión del condensador, ésta se realiza de forma natural al dejar de aplicar pulsos de disparo a los tiristores. Para reducir al mínimo el transitorio en la reconexión del condensador, el disparo de los tiristores se debe efectuar cuando la tensión en los terminales de la puerta de tiristores tiene un valor mínimo.

En el TCR se controla el valor del ángulo de disparo para variar la inductancia efectiva del componente reactivo y, por lo tanto, controlar la cantidad de potencia reactiva que consume. Considerando que la tensión en los terminales del TCR es constante, la variación de la corriente se puede interpretar como una variación de la reactancia o su inverso (la susceptancia) y, en consecuencia, como una variación de la inductancia efectiva del componente reactivo.

El conjunto de ecuaciones que modela el comportamiento de este circuito se deduce a partir del TCR, suponiendo una señal de tensión senoidal V_s . A partir de la ecuación de la corriente ($i_s(t)$ en el dominio temporal o I_s como fasor), se obtiene la expresión de la susceptancia B_{TCR} (2.2). La susceptancia equivalente (2.3) es la suma de la susceptancia del TCR y el banco de condensadores. Finalmente, la ecuación (2.4) permite calcular la potencia reactiva inyectada Q_{SVC} para lograr un

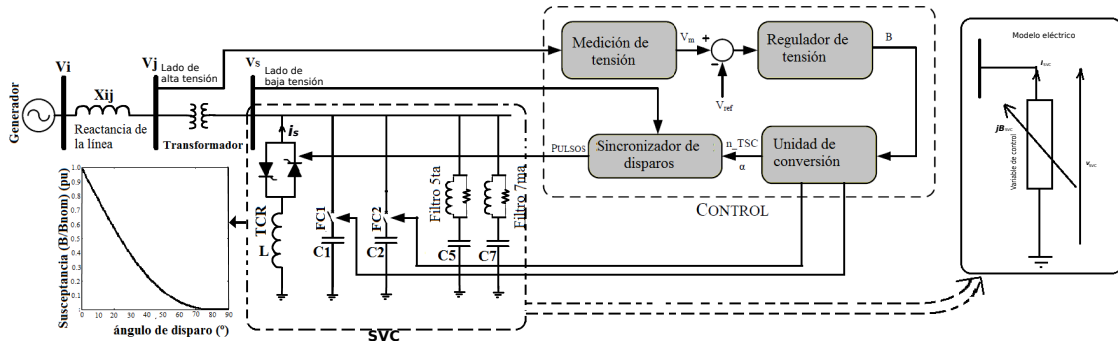


Figura 2.4: Componentes básicos del SVC

control continuo que se acerque al objetivo [48]. Cabe destacar que el objetivo del sistema de control del SVC es mantener constante la magnitud de tensión del nodo en el que está conectado el SVC, variando el ángulo de conmutación de los tiristores (α), lo que se traduce en el cambio de la reactancia equivalente (B_{SVC}) [49].

$$i_s(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha/\omega}^t V_s \cos(\omega\tau) d\tau = \frac{V_s}{\omega L} (\sin(\omega t) - \sin\alpha) \quad (2.1)$$

$$B_{TCR}(\alpha) = -\frac{1}{\omega L} \left(1 - \frac{2}{\pi}\alpha - \frac{1}{\pi}\sin(2\alpha)\right) \quad (2.2)$$

$$B_{SVC} = B_{TCR}(\alpha) + B_C \quad B_C = \omega C \quad (2.3)$$

$$Q_{SVC} = -B_{SVC}(V_{SVC})^2 \quad (2.4)$$

El comportamiento en *pu* del valor de la susceptancia efectiva del elemento reactivo definido como $B_{SVC}(\alpha)$, en función del valor del ángulo de disparo (α) de los tiristores, se muestra en la curva del lado izquierdo de la Figura 2.4 y se puede calcular con la expresión (2.3). En general, cualquier procedimiento para la determinación de los valores de las inductancias y los condensadores del SVC dependerá de los niveles de tensión y corriente y de las especificaciones de demanda de potencia reactiva que se establezcan en el punto de conexión.

Sin embargo, un criterio simple puede obtenerse a partir de la ecuación (2.6) de la siguiente forma: dados los valores de las tensiones V_j del nodo de conexión y la V_i del generador, una carga a compensar conectada en el nodo i con susceptancia B_i , la fracción de potencia reactiva a compensar en la carga, definida como Q_i y el valor de la susceptancia de la línea B_{ij} , entonces la primera condición es que el valor de Q_i sea el valor de la potencia reactiva capacitiva a inyectar por los condensadores fijos y usando la ecuación (2.5) se obtiene la máxima susceptancia B_c^{max} que los condensadores fijos estarían en capacidad de inyectar sustituyendo $Q = Q_i$. La segunda cuestión se deduce de la ecuación (2.6) y es que la $B_{TCR} + B_c$ debe compensar las variaciones de B_i para que V_j se mantenga en el valor nominal.

Por lo tanto, si B_{TCR} debe variar de $0 - B_{TCR}^{max}$ y si además se desea que haya excursión inductiva y capacitiva, entonces, el criterio a aplicar sería que $B_{TCR}^{max} = 2 \times B_c^{max}$.

$$B_c = \frac{Q}{(V_{nom})^2} \quad (2.5)$$

$$V_J = V_i \left(\frac{B_{ij}}{B_{ij} + B_{TCR} + B_C + B_i} \right) \quad (2.6)$$

Compensador serie controlado por tiristor (TCSC):

El compensador serie controlado por tiristor o TCSC (*Thyristor controlled series compensator*) está constituido de los mismos componentes que el SVC pero conectado en serie con la línea como se muestra en la Figura 2.5(a), afectando a la reactancia de ésta. Asumiendo que no son elementos resistivos, la reactancia equivalente es el inverso de la susceptancia equivalente del SVC, valor que se calcula con el conjunto de ecuaciones (2.7). Esta susceptancia equivalente depende del ángulo de disparo α , que se define como un retardo a partir del cruce por cero de la corriente de la línea. El modelo circuital equivalente se muestra en la Figura 2.5(b) y la reactancia equivalente se calcula con las ecuaciones (2.7), siendo X_{TCR} la reactancia inductiva del TCR, X_c la reactancia capacitiva en paralelo con el TCR y X_{TCSC} reactancia efectiva del TCSC.

$$\begin{aligned} X_{TCSC}(\alpha) &= \frac{X_{TCR}(\alpha)X_c}{X_{TCR}(\alpha) + X_c} \\ X_{TCR}(\alpha) &= \omega L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \text{sen}(2\alpha)} \\ X_c &= -\frac{1}{\omega C} \end{aligned} \quad (2.7)$$

De las ecuaciones anteriores se observa que si el ángulo de disparo es el de resonancia ($\alpha = \alpha_{res}$), entonces $X_{TCR} = -X_C$. Por lo tanto, la operación cerca de este ángulo no debería estar permitida. Así pues, la reactancia efectiva está limitada al rango capacitivo entre $X_{min} - X_{block}$ y el inductivo $X_{bypass} - X_{max}$, como se muestra en la Figura 2.5(c).

El controlador serie puede ser una impedancia variable, como un condensador, un reactor o un convertidor estático con frecuencias fundamental, subsíncrona y armónicas. En principio, todos los controladores serie suman una tensión en serie con la línea ya que una impedancia variable en serie multiplicada por el flujo de corriente representa una tensión serie sumada a la línea. Así pues, el efecto fundamental de este tipo de dispositivo es controlar la corriente en la línea de transmisión. Mientras que la tensión esté 90 grados desfasada con la corriente de línea, el controlador serie sólo

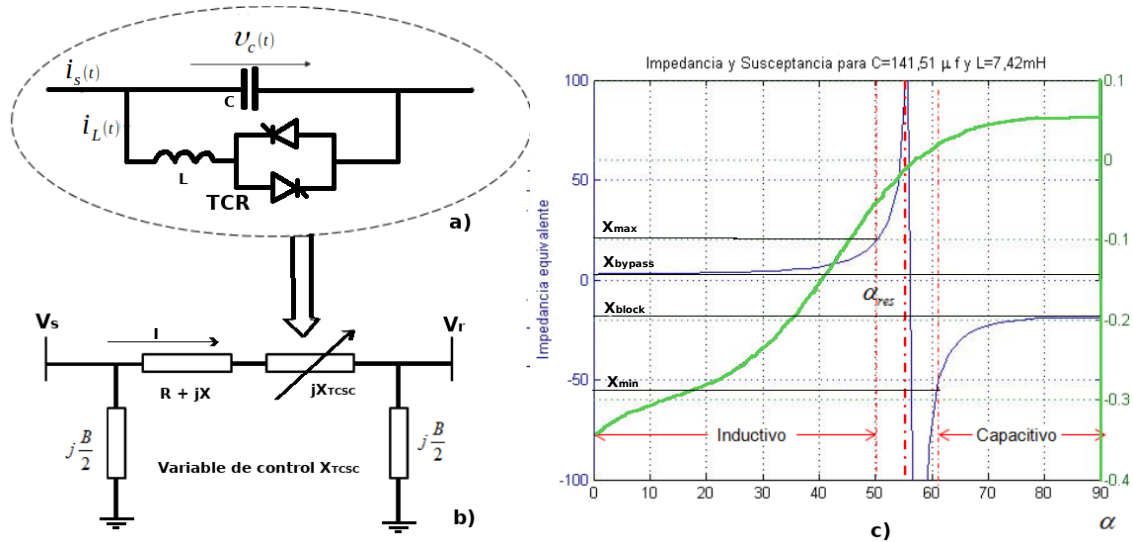


Figura 2.5: Condensador serie controlado por tiristor (a) Componentes eléctricos, (b) Modelo circuital, (c) Dinámica de la reactancia equivalente en función del ángulo de disparo.

consume o inyecta potencia reactiva. Cualquier otra combinación de fase involucrará también el manejo de potencia activa. En principio, un TCSC es capaz de controlar rápidamente la potencia activa a través de una línea de transmisión. La posibilidad de controlar la cantidad y forma de potencia que se transmite apunta a que este dispositivo puede ser utilizado para amortiguar las oscilaciones electromecánicas en el sistema de transporte de energía eléctrica. Este efecto amortiguador tiene las características siguientes [50, 51, 52]:

- La eficacia del TCSC para controlar las variaciones de potencia aumenta para los niveles más altos de transferencia de potencia.
- El efecto amortiguador de un TCSC sobre una interconexión no se ve afectado por la situación del TCSC.
- El efecto amortiguador es insensible a la característica de la carga.
- Cuando un TCSC está diseñado para amortiguar modos inter-zonas, no activará ningún modo local.

A partir del modelo circuital de la Figura 2.5(b) se puede observar que la impedancia total equivalente de la línea de transmisión se modifica sumando o restando la impedancia de compensación X_{TSC} a la impedancia de la línea X . Si se elige un factor a como el grado de compensación serie y variando su valor absoluto entre 0 y 1, la corriente I de la línea se puede expresar solo en términos de la reactancia de la línea como se muestra en la ecuación (2.8). El signo de a es positivo para compensación capacitiva y negativo para compensación inductiva. De esta forma las

ecuaciones de transferencia de potencia activa y reactiva en la línea de transmisión quedan expresadas por (2.9) y (2.10) respectivamente [53].

$$I = \frac{V_s - V_r}{jX(1 - a)} \quad (2.8)$$

donde:

$$a = \frac{X_{TSC}}{X}$$

$$P = \frac{V_s V_r}{X(1 - a)} \text{sen}(\delta) \quad (2.9)$$

$$Q = I^2 X_{comp} = (V_s^2 + V_r^2 - 2V_s V_r \cos(\delta)) \frac{a}{X(1 - a)^2} \quad (2.10)$$

De las ecuaciones anteriores se observa que para un determinado valor de desfase entre las tensiones de los nodos (δ), la variación del grado de compensación serie (a) permite incrementar el valor de la potencia activa transferida a través de la línea, mediante el incremento de la potencia reactiva inyectada por el dispositivo serie.

Dispositivos FACTS usando un VSC

En esta categoría se encuentran los FACTS basados en interruptores semiconductores que se utilizan en la implementación de un fuentes convertoras de tensión de corriente directa o DC (*Direct Current*) a corriente alterna o AC (*Alternating Current*) (DC/AC), es decir, los que emplean un VSC, como el de la Figura 2.6. Estos interruptores son controlables, lo que significa que pueden encenderse y apagarse en el momento deseado. Algunos de estos semiconductores son GTO, IGCT e IGBT. Son más flexibles y de mayor ancho de banda con respecto a los anteriores, pero más complejos y costosos. Algunos de estos dispositivos FACTS son: STATCOM, compensador serie síncrono estático o SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), controlador unificado de flujos de potencia o UPFC (*Unified Power Flow Controller*), controlador de flujos de potencia interlínea o IPFC (*Interline Power Flow Controller*) [54]. A continuación se describen los principales.

STATCOM:

Está basado en una fuente de conversión de tensión DC/AC construida con IGBT y/o GTO ya que estos permiten la interrupción controlada de la corriente. El diagrama unifilar del STATCOM con conexión a un sistema eléctrico se presenta en la

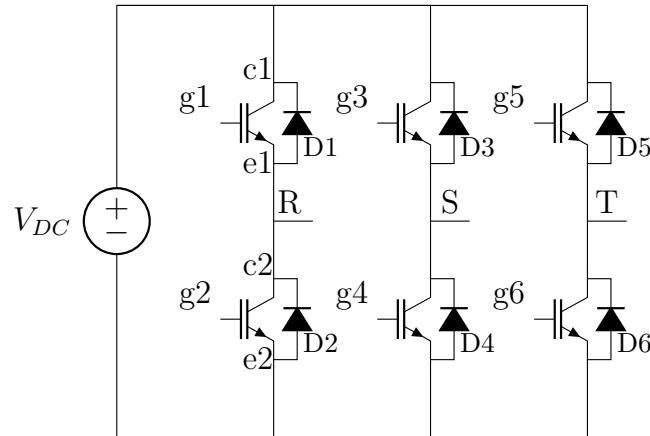


Figura 2.6: VSC trifásico [49]

Figura 2.7a. Las señales de referencia p_{SH}^* y q_{SH}^* representan los valores de potencia activa y reactiva, respectivamente, que el convertidor debe absorber o generar en sus terminales con el propósito de controlar la tensión del nodo de conexión o de compensar la potencia reactiva [49]. La Figura 2.7(b) es un esquema simplificado y la Figura 2.7(c) es el circuito eléctrico equivalente. A partir de estas variables, se obtienen las ecuaciones (2.11, 2.12 y 2.13) que modelan el intercambio de potencia activa y reactiva entre el STATCOM y el nodo de conexión [46]. Estas ecuaciones representan restricciones adicionales en un problema de control de flujo con dispositivos FACTS.

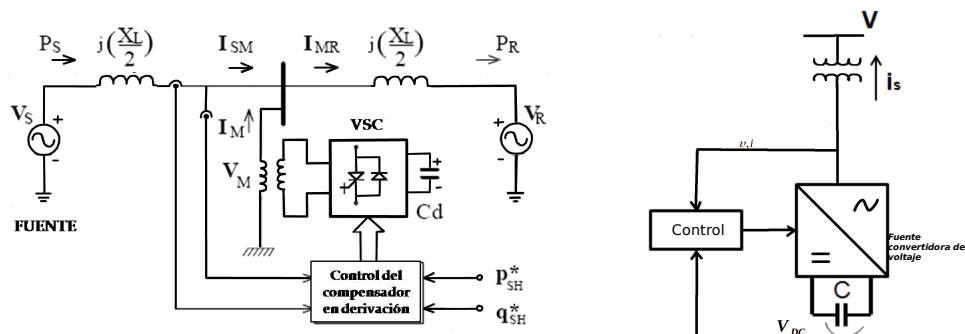
$$P_{sh} = V_i^2 g_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh}) + b_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh})) \quad (2.11)$$

$$Q_{sh} = V_i^2 b_{sh} - V_i V_{sh} (g_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh}) - b_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh})) \quad (2.12)$$

$$V_{sh} = V_{sh} \angle \theta_{sh} \quad V_i = V_i \angle \theta_i \quad g_{sh} + j b_{sh} = 1/Z_{sh} \quad (2.13)$$

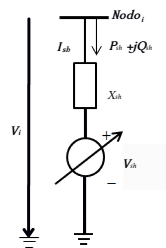
Existen diferentes aplicaciones del STATCOM, configurándose este elemento para que realice alguno de los siguientes controles:

- Magnitud de tensión del nodo al cual está conectado el STATCOM.
- Inyección de potencia reactiva al nodo de conexión.
- Impedancia del STATCOM.
- Magnitud de la corriente en modo de compensación capacitiva o inductiva.
- Magnitud de tensión V_{sh} del STATCOM.
- Magnitud de tensión de un nodo vecino al nodo de conexión.

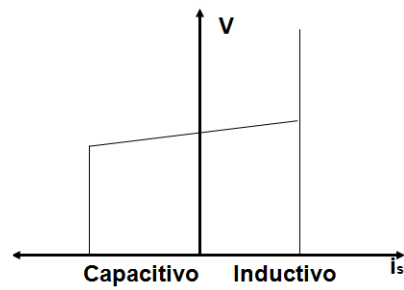


(a) Circuito de conexión

(b) Esquema básico



(c) Modelo circuital equivalente



(d) Comportamiento de la tensión vs. la corriente

Figura 2.7: STATCOM [49]

- Flujo de potencia reactiva entre nodos locales o vecinos.

Las técnicas de modulación se emplean comúnmente para generar una formas de onda de tensión V_M a la salida del VSC como se muestra en la Figura 2.7a. La modulación se utiliza para proporcionar las señales de disparo o conmutación de los dispositivos de electrónica de potencia que son generadas por el control del VSC. La modulación de la onda de tensión puede hacerse de varias formas, como, por ejemplo, con la PWM o con la modulación por vector espacial o SVM (*Space Vector Modulation*). La aplicación más frecuente del STATCOM es el control de la magnitud de tensión del nodo de conexión, que se alcanza controlando la inyección de potencia reactiva a la red. Sin embargo, el STATCOM también podría inyectar potencia activa, la cual está modelada por la ecuación (2.11) y depende del valor de las variables V_i , V_{sh} y del factor de potencia. Para mostrarlo de una forma más simple se pueden expresar las ecuaciones de potencia reactiva y activa del VSC a partir del modelo circuital equivalente de la Figura 2.7a como (2.14, 2.15), siendo δ el factor de potencia. La energía almacenada en el condensador del VSC es bastante pequeña y, por lo tanto, es muy poca capacidad de potencia activa que puede proporcionar el STATCOM. Es preferible, pues, que el control de potencia activa se efectúe instalando una batería en vez del condensador o un dispositivo de almacenamiento de energía adecuado a través del condensador.

$$P_{sh} = \frac{V_i V_{sh}}{X_{sh}} \sin(\sigma) \quad (2.14)$$

$$Q_{sh} = \frac{V_i}{X_{sh}} (V_i - V_{sh} \cos(\delta)) \quad (2.15)$$

El soporte reactivo de un STATCOM durante situaciones extremas de tensión es mejor y más rápido que el que ofrece un compensador SVC, como se puede evidenciar comparando las gráficas de la Figuras 2.4 y 2.7d ya que la corriente de salida depende solo de la capacidad del convertidor, como se observa en la segunda, y no de la tensión del sistema como se aprecia en la primera. Por supuesto, el tiempo de respuesta depende de la frecuencia de conmutación de la fuente convertidora de tensión, que típicamente es de un 1 kHz.

El STATCOM es el elemento utilizado en esta Tesis doctoral para la regulación de tensión. Por ello, en el apartado 2.3.1 se explican con más detalle los principios que rigen el comportamiento eléctrico de este elemento.

Compensador serie síncrono estático (SSSC):

Modificando el objetivo del control, sincronizando también el control con la onda sinusoidal de la línea, con las conexiones adecuadas para la medición de corriente y el transformador conectado en serie con la línea, se transforma el STATCOM en un compensador serie síncrono o SSSC, cuyo esquema unifilar se muestra en la

Figura 2.8a y su esquema básico en la Figura 2.8b. El flujo de potencia activa y reactiva del SSSC es igual al de la línea de transmisión $s - r$ y como se muestra en el modelo circuital equivalente de la Figura 2.8c, la tensión generada puede ser regulada para modificar la reactancia de la línea y, a su vez, controlar el flujo de potencia. Las ecuaciones (2.16, 2.17, 2.18, 2.19) permiten calcular el intercambio de potencia activa y reactiva entre los nodos $i - j$ donde se encuentra instalado el SSSC [46]. De manera similar al caso del STATCOM explicado anteriormente, para un problema de flujo de potencias estas ecuaciones deben ser parte de las restricciones.

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ii} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) - V_i V_{se} (g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_{se}) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_{se})) \tag{2.16}$$

$$P_{ji} = V_j^2 g_{jj} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ji} + b_{ij} \sin \theta_{ji}) + V_j V_{se} (g_{ij} \cos(\theta_j - \theta_{se}) - b_{ij} \sin(\theta_j - \theta_{se})) \tag{2.17}$$

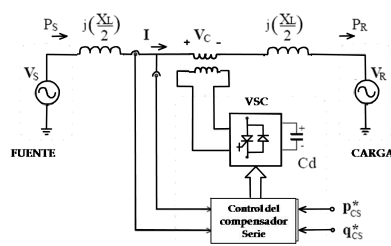
$$Q_{ij} = -V_i^2 b_{ii} - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i V_{se} (g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_{se}) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_{se})) \tag{2.18}$$

donde:

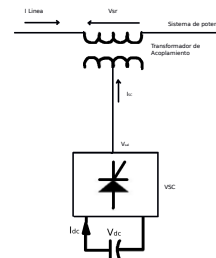
$$V_{se} = V_{se} \angle \theta_{se}, \quad V_i = V_i \angle \theta_i, \quad V_j = V_j \angle \theta_j \tag{2.19}$$

$$g_{ij} + j b_{ij} = 1/Z_{se}, \quad g_{ii} = g_{jj} = g_{ij}, \quad b_{ii} = b_{jj} = b_{ij}$$

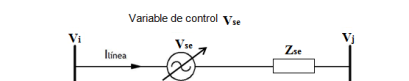
Existen diferentes aplicaciones de control del SSSC con son el control de flujo de potencia activa, reactiva, tensión de los nodos y control de la impedancia de la línea donde se conecta.



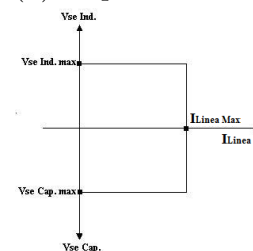
(a) Circuito de conexiones



(b) Esquema básico



(c) Modelo circuital equivalente



(d) Tensión vs. la corriente

Figura 2.8: SSSC [49]



Control unificado de flujo de potencia (UPFC):

El SVC y el TCSC pueden realizar algún tipo de compensación que modifica el flujo de potencia de una línea. Sin embargo, cada uno presenta ciertas limitaciones en cuanto a la generación de potencia reactiva y el intercambio de potencia activa con la línea. En los equipos basados en tiristores y válvulas convencionales, estas capacidades están separadas ya que son, o bien generadores de potencia reactiva o reguladores, pero no actúan simultáneamente con las dos funciones. En cambio, los equipos basados en fuentes convertoras de tensión, como el STATCOM y el SSSC, tienen la capacidad inherente de intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema al mismo tiempo. Estos equipos generan o absorben automáticamente la potencia reactiva requerida y, por lo tanto, pueden realizar compensación de potencia reactiva sin necesidad de condensadores o reactores en corriente alterna. Sin embargo, la potencia activa intercambiada con el sistema debe ser suministrada por ellos o absorbida desde ellos. Para controlar simultánea e independientemente los flujos de potencia activa y reactiva, surge el UPFC, que puede entenderse como una combinación de un STATCOM y un SSSC, tal y como se ilustra en la Figura 2.9a. Ambos se unen mediante un punto común de corriente continua, implementado con un condensador. Para permitir un flujo bidireccional de potencia activa entre los terminales de la salida en serie del SSSC y los terminales de la salida en derivación del STATCOM, se puede controlar la potencia activa y reactiva tanto en serie como en derivación. Un modelo circuital enfocado en el control de las potencias se muestra en la Figura 2.9b [55]. Las ecuaciones (2.20, 2.21, 2.22, 2.23, 2.24) permiten calcular el intercambio de potencia activa y reactiva entre los nodos $i - j$ donde se encuentra instalado el UPFC [56].

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ii} + V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i V_{se} (g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_{se}) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_{se})) + V_i V_{sh} (g_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh}) + b_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh})) \quad (2.20)$$

$$P_{ji} = V_j^2 g_{jj} + V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ji} + b_{ij} \sin \theta_{ji}) + V_j V_{se} (g_{ij} \cos(\theta_j - \theta_{se}) + b_{ij} \sin(\theta_j - \theta_{se})) \quad (2.21)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 b_{ii} + V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) + V_i V_{se} (g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_{se}) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_{se})) + V_i V_{sh} (g_{sh} \sin(\theta_i - \theta_{sh}) - b_{sh} \cos(\theta_i - \theta_{sh})) \quad (2.22)$$

$$Q_{ji} = -V_j^2 b_{jj} + V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ji} - b_{ij} \cos \theta_{ji}) + V_j V_{sh} (g_{jj} \sin(\theta_j - \theta_{sh}) - b_{jj} \cos(\theta_j - \theta_{sh})) \quad (2.23)$$

donde:

$$V_{se} = V_{se} \angle \theta_{se}, \quad V_i = V_i \angle \theta_i, \quad V_j = V_j \angle \theta_j, \quad g_{ij} + j b_{ij} = 1/Z_{se} \\ g_{sh} + j b_{sh} = 1/Z_{sh}, \quad g_{ii} = g_{jj} = g_{ij}, \quad b_{ii} = b_{jj} = b_{ij} \quad (2.24)$$

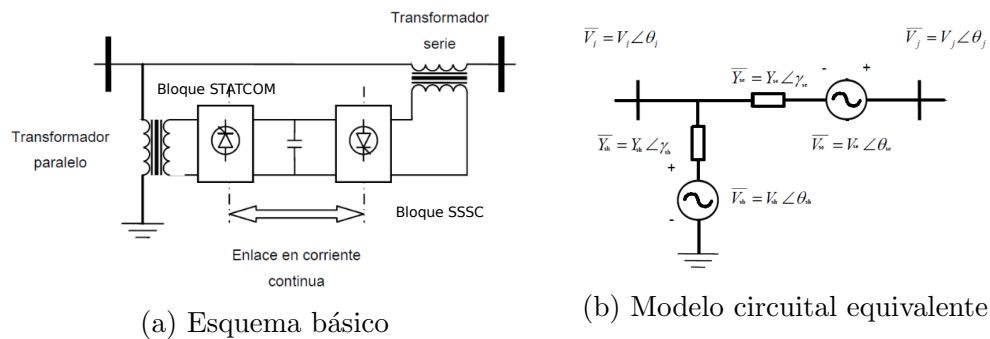


Figura 2.9: UPFC [55]

2.2.3. Control secundario de tensión (SVR)

El control secundario se basa en la identificación de zonas y en cada zona seleccionar un nodo piloto donde se intenta que la tensión sufra mínimas variaciones [57]. Este nodo piloto se considera representativo de las tensiones de todos los puntos de la zona [58], es decir, corresponde con el nodo más sensible que afecta al sistema tanto en términos de mantenimiento de un buen perfil de tensión como de estabilidad adicional del sistema. Su correcta identificación es fundamental para una regulación eficiente del perfil de tensión.

Los enfoques tradicionales de identificación de los nodos piloto pueden definirse como lineal y no lineal. El enfoque lineal utiliza la matriz de sensibilidad para seleccionar los nodos más sensibles en las proximidades de los nodos de operación. En el enfoque no lineal se aplica el análisis de flujo de carga para identificar los métodos que pueden aplicarse en sistemas de potencia que operan cerca de su límite de capacidad de transmisión. Generalmente es posible obtener nodos piloto aceptables con un enfoque lineal ya que el enfoque no lineal puede ser más complicado [59]. Debido a que la operación del sistema se planifica con varios días de antelación, los nodos pilotos seleccionados deben ser lo suficientemente robustos para cubrir las posibles variaciones de carga.

Los generadores de acuerdo a su capacidad mantienen la tensión del nodo piloto en el valor especificado por un control de jerarquía superior denominado TVR. El SVR coordina los AVRs y otras fuentes de potencia reactiva de la zona, con el objetivo de mantener la estabilidad del sistema en caso de perturbaciones [5, 60, 58]. En principio, el funcionamiento del SVR consiste en que cuando hay una desviación de la tensión en el nodo piloto que viole los límites previamente definidos, el SVR estará capacitado para mantener los perfiles de tensión programados mediante un control coordinado óptimo de las fuentes de potencia reactiva. Sin embargo, utilizar únicamente las magnitudes de tensión en los nodos monitorizados puede dar una indicación inexacta de la estabilidad de la tensión en los sistemas de potencia. Esto

significa que los problemas de estabilidad de la tensión no pueden evitarse totalmente con el método tradicional de SVR. Por lo tanto, se necesitan medidas adicionales, como en [61] donde se propone un esquema de control robusto basado en datos sincronizados de las unidades de medida fasorial o PMU (*Phasor Measurement Unit*) para el control de la tensión secundaria.

Otra alternativa consiste en la selección del nodo piloto mediante un análisis de sensibilidad para cada partición. El problema de dividir la red en las regiones necesarias para aplicar el control secundario de la tensión radica principalmente en la dependencia de estas zonas con las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico y la forma en que se actualiza la red eléctrica. En general, es mejor reducir el acoplamiento entre las zonas de control para evitar la interacción dinámica entre lazos cerrados y el intercambio de potencia reactiva entre regiones. En este sentido, en [62] los nodos piloto se seleccionaron en cada región calculando la matriz de sensibilidad del sistema e identificando el factor de sensibilidad más alto en cada área. Por otro lado en [63], la selección se basa en el cálculo de cortocircuitos y el análisis de sensibilidad y se diseña el control SVR basado en un PID óptimo mediante un algoritmo genético. El estudio se aplica a un sistema de IEEE de 14 nodos con una provisión 100 % de energías renovables.

Un esquema general del control automático de tensión donde se muestra el intercambio de consignas entre los diferentes niveles se presenta en la Figura 2.10. El sistema de control de Supervisión y adquisición de datos o SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) con la información de todo el sistema determina, aplicando técnicas de flujo óptimo de potencia, el valor de tensión deseado o SP del nodo piloto, el indicado como V_{OPF} . Ese valor es comunicado al SVR, que a su vez calcula los valores de tensión o SP de cada una de las máquinas y compensadores que están dentro de su zona para llevar y mantener el valor de tensión del nodo piloto. De esta forma, el SVR gestionará los recursos de potencia reactiva de la zona alrededor del nodo piloto para lograr el perfil de tensión deseado. Con este procedimiento, se minimizan las pérdidas del sistema ya que los equipos funcionarán en torno a sus eficiencias máximas. Además, el sistema puede cargarse aún más sin llegar a colapsar. El tiempo de respuesta de los SVR oscila entre 30 y 100 segundos. Finalmente, estos valores son comunicados a cada PVR o AVR como los SP de tensión. En el esquema de regulación de tensión de la Figura 2.10 se ha indicado con el V_{fd} de cada máquina o compensador [64, 40].

Para un funcionamiento adecuado del SVR, se deben abordar las siguientes cuestiones:

1. Las zonas de control, los nodos pilotos y los generadores controlados deben ser apropiadamente identificados.

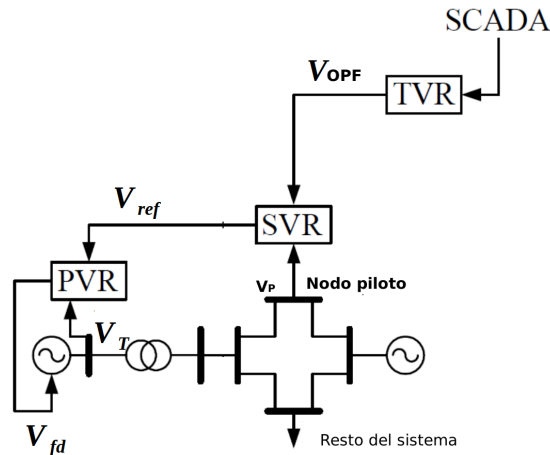


Figura 2.10: Esquema de regulación de tensión con jerarquía [64]

2. Respetar la jerarquía de control es importante, es decir, el TVR debe ser más lento que el SVR y a su vez más lento que el PVR.
3. Debe ser relativamente menos costoso el SVR que los compensadores shunt.

En este nuevo paradigma de redes inteligentes, con GD, FER, sistemas de almacenamiento de energías y cargadores de vehículos eléctricos es necesario revisar los nuevos retos y oportunidades de investigación para el control de la tensión. En [65] se evalúa el caso de las redes de transporte, revisando el control de la tensión para acomodar la energía eólica y solar. Para las redes de distribución, se analiza el impacto de la alta penetración de los recursos de la GD, se revisan las estrategias de control típicas y se discuten los retos para el control Volt-Var del inversor local y el futuro de la coordinación de los TSO y los operadores de Sistemas de distribución (DSO).

2.2.4. Control terciario de tensión (TVR)

La información de toda la red se utiliza para calcular las magnitudes de tensión óptimas de los nodos pilotos desde el punto de vista económico, garantizando la seguridad del sistema. Esto se hace principalmente resolviendo, de forma automática o manual por parte de los operadores, un problema de optimización a gran escala como el OPF, con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia activa de la red eléctrica teniendo en cuenta las restricciones de seguridad. El nivel de control terciario se basa en la coordinación, es decir, se tiene en cuenta toda la red, y por lo tanto es más lento que el SVR. Está en el rango 15 minutos hasta varias horas.

Los valores de tensión de los nodos pilotos calculados son enviados a los SVR de cada zona como se muestra en la Figura 2.10 para n zonas genéricas. Hay actualmente una serie de propuestas en la literatura con el objeto de mejorar el desempeño del TVR. Por ejemplo en [66] el objetivo del OPF es maximizar el margen de seguridad, definido en este caso como la diferencia entre el flujo base de la interconexión de California a Oregón y el límite de transferencia. La formulación se basa en el reconocimiento de patrones utilizando las variables del sistema para aproximar el objetivo y las restricciones del OPF. A través de las simulaciones se obtienen datos que permiten construir patrones de los comportamientos transitorios del sistema y el límite de transferencia de la interconexión. De acuerdo al autor, el reconocimiento de patrones basado en datos para el control de la tensión en una zona amplia es novedoso. La Figura 2.11 muestra el esquema jerárquico propuesto en esta referencia, donde las soluciones de estimación de estado archivadas y los resultados del análisis de límites de estabilidad son usadas como dato para el control propuesto.

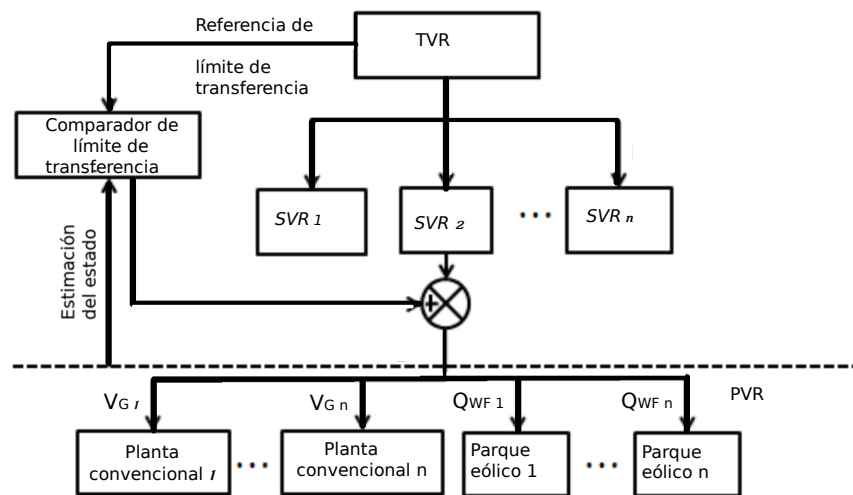


Figura 2.11: Esquema lógico jerárquico de regulación de tensión propuesto en [66]

Otras propuestas consisten en dividir el problema global del TVR en problemas OPF regionales significativamente más pequeños, como es el caso de [67]. Este trabajo propone una metodología combinada de regulación de tensión secundaria y terciaria (SVR+TVR) basada en OPFs regionales para actualizar periódicamente los SP de los reguladores de tensión de los generadores. El objetivo de los OPFs es minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema. La técnica presentada se compara con un enfoque de control distribuido SVR convencional, en el que los SPs de los nodos pilotos se determinan utilizando un enfoque TVR centralizado. De acuerdo a los autores, el algoritmo de control descentralizado propuesto no requiere un coordinador central, se transmite un mínimo de información específica entre zonas y da lugar a mejores perfiles de tensión.

Evidentemente, el tiempo de respuesta del control terciario depende del tiempo de reacción del despachador en el caso de que el control sea manual o del tiempo necesario para calcular los nuevos valores de SP en el caso del control manual asistido por computadora o automático. Este tiempo de respuesta no debe ser demasiado largo para evitar que la red vaya hacia una condición insegura ni demasiado corto para evitar cualquier acción que entre en conflicto con los controles primario y secundario. En el caso de un control de tensión terciario automático en bucle cerrado, su tiempo de respuesta no debe ser inferior a 5 minutos para preservar la independencia temporal del control secundario de tensión [58]. En la Figura 2.12 se muestran los tiempo de respuesta de cada nivel de control de tensión con respecto a la cobertura de la acción de control. Las características más relevantes de este nivel de control

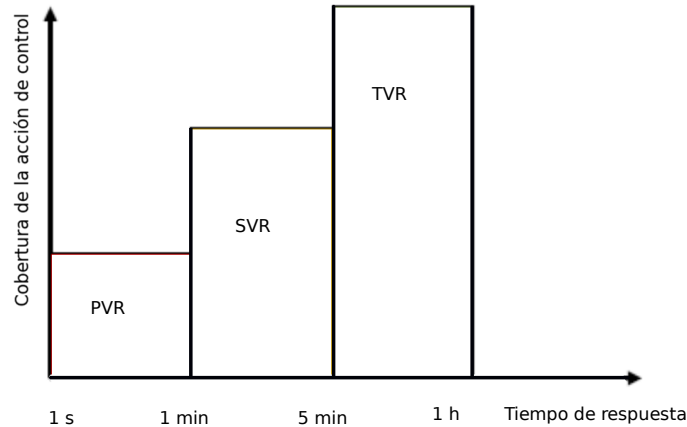


Figura 2.12: Tiempo de respuesta y cobertura de la acción de control [66]

consisten en que los cambios en los generadores se determina en base a:

1. Consideraciones económicas, garantizando suficientes reservas en el control secundario.
2. La disponibilidad de energía y los cambios en la potencia inyectada por los generadores.
3. El flujo de potencia prevista a través de fronteras y el control de carga.
4. Las reservas de potencia terciarias se usan para liberar las reservas secundarias.

2.3. Estrategia de compensación de la tensión con STATCOMs

Los STATCOM, tal y como se mencionó en la Sección 2.2.1, son un ejemplo de sistema basado en convertidores en fuente de tensión o VSC [68] que efectúan un control dinámico de tensión y de potencia reactiva en redes de alterna. Son el elemento analizado en esta Tesis Doctoral para realizar el control de tensión y, por ello, se analiza con más detalle en los siguientes dos apartados. El primero de ellos describe las ecuaciones que rigen el comportamiento eléctrico de este elemento. Por otro lado, en el siguiente apartado se explican las técnicas de conmutación asociadas al VSC de un STATCOM.

2.3.1. Estrategia de funcionamiento del STATCOM

Para demostrar cómo a través del STATCOM se lleva a cabo la compensación de la tensión, considere el diagrama de línea de un sistema de transporte con un STATCOM y una carga, como el mostrado en Figura 2.13. El sistema está compuesto por una fuente de energía \vec{E}_S , una carga que se modela como una impedancia Z_L , la impedancia de la línea que conecta la fuente con la impedancia de la carga denominada $Z_s = R_s + j\omega L_s$ y un STATCOM que se conecta en derivación a la línea. El STATCOM se modela como una fuente \vec{E}_C y un elemento inductivo L_C en serie. \vec{U} es la tensión en el nodo de conexión del compensador (NCC). Las corrientes de la línea, el STATCOM y la impedancia de carga son \vec{I}_s , \vec{I}_C e \vec{I}_f , respectivamente.

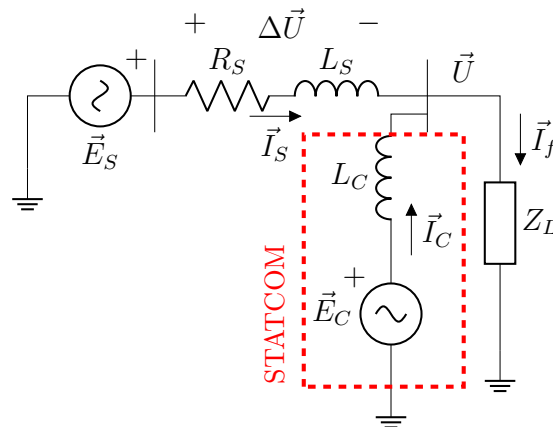


Figura 2.13: Estructura de red con un STATCOM y una carga

De la Figura 2.13 y usando análisis de circuitos se obtiene la siguiente expresión:

$$\vec{U} = \vec{E}_s - R_s \vec{I}_s - j\omega L_s \vec{I}_s \quad (2.25)$$

$$\vec{I}_s = \vec{I}_f - \vec{I}_c \quad (2.26)$$

La transformada Clark-Park consiste en un cambio de coordenadas, donde las variables trifásicas quedan en valores constantes en régimen permanente, facilitando las operaciones. La principal ventaja de la transformación $dq0$ es que las señales sinusoidales son transformadas en variables DC que pueden ser manejadas por un sistema de control lineal por lo que esta técnica es ampliamente utilizada en los inversores de fuentes de potencia para el diseño de controles de motores y el diseño de controladores para dispositivos FACTS como el STATCOM. Utilizando la transformada Clark-Park, los valores trifásicos de la tensión en el NCC se convierten en coordenadas estáticas $dq0$, expresados en la ecuación (2.27) con dos componentes, uno en el eje directo o d y el otro en cuadratura o eje q con valores U_d y U_q respectivamente. La ecuación anterior con estas nuevas variables es:

$$U_d + jU_q = E_{sd} - (R_s + j\omega L_s)(I_{sd} + jI_{sq}) \quad (2.27)$$

donde U_d y U_q son las componentes directa y en cuadratura de la tensión U del punto de conexión del STATCOM e I_{sd} y I_{sq} son las componentes directa y en cuadratura de la corriente de la línea I_s .

Despejando y agrupando todas las componentes directas y en cuadratura, se obtiene:

$$U_d = E_{sd} - R_s I_{sd} + X_s I_{sq} \quad (2.28)$$

$$U_q = -R_s I_{sq} - X_s I_{sd} \quad (2.29)$$

donde $X_s = j\omega L_s$.

De la ecuación, (2.25) se deduce que la tensión en la impedancia de la líneas Z_s denominado ΔU es:

$$\Delta \vec{U} = \vec{E}_s - \vec{U} = R_s \vec{I}_s + X_s \vec{I}_s \quad (2.30)$$

De (2.28,2.29), la tensión en la impedancia de la línea en coordenadas estáticas $dq0$ se define como:

$$\Delta U_d = E_{sd} - U_d = R_s I_{sd} - X_s I_{sq} \quad (2.31)$$

$$\Delta U_q = -U_q = R_s I_{sq} + X_s I_{sd} \quad (2.32)$$

El diagrama fasorial de la tensión en la impedancia ΔU , con U como vector de tensión de referencia, se muestra en Figura 2.14.

La estrategia de funcionamiento del STATCOM consiste en reducir las pérdidas de tensión causadas por la impedancia en el extremo de la línea de transmisión. Una

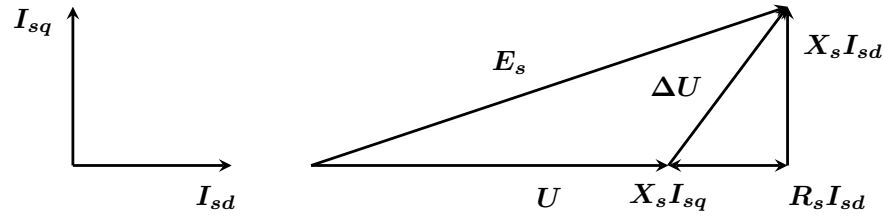


Figura 2.14: Diagrama fasorial de la tensión en la impedancia Z_s .

forma de compensar estas pérdidas de tensión es conseguir que la corriente reactiva a través de la impedancia de la línea de transmisión sea nula, haciendo $I_{sq} = 0$. Esto se puede conseguir si la corriente del STATCOM es igual a la corriente reactiva de la carga, esto es, $I_{cq} = I_{fq}$, donde: I_{cq} y I_{fq} son las componentes en cuadratura de la corriente del STATCOM y de la carga respectivamente. Sustituyendo la condición anterior en las ecuaciones (2.31,2.32) resulta:

$$\Delta U_d = R_s I_{sd} \quad (2.33)$$

$$\Delta U_q = X_s I_{sd} \quad (2.34)$$

Y el diagrama vectorial es;

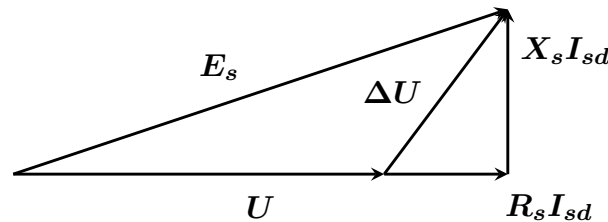


Figura 2.15: Diagrama vectorial de la tensión compensada

Como se muestra en la Figura 2.15, debido a la potencia activa sigue habiendo una caída de tensión. Por otro lado, si $I_{sq} = \frac{R_s}{X_s} I_{sd}$, la componente que es fuente de potencia activa se elimina completamente, es decir, si el STATCOM también inyecta una corriente capacitiva de forma que, $I_{cq} = I_{fq} - \frac{R_s}{X_s} I_{fd}$ y además $I_{cd} \approx 0$, entonces $I_{sd} \approx 0 I_{fd}$. Por lo tanto, se puede conseguir que $I_{sq} = \frac{R_s}{X_s} I_{fd} = \frac{R_s}{X_s} I_{sd}$. Reemplazando las igualdades anteriores en (2.31,2.32) resulta en la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}\Delta U_d &= R_s I_{sd} - X_s \frac{R_s}{X_s} I_{sd} \\ \Delta U_d &= 0\end{aligned}\quad (2.35)$$

$$\begin{aligned}\Delta U_q &= \frac{R_s^2}{X_s} I_{sd} + X_s I_{sd} \\ \Delta U_q &= X_s \left(\frac{R_s^2}{X_s^2} + 1 \right) I_{sd}\end{aligned}\quad (2.36)$$

La Figura 2.16 muestra el diagrama resultante si se configura el STATCOM correctamente. Se puede ver que la potencia activa de la línea se eliminó completamente del plano vectorial.

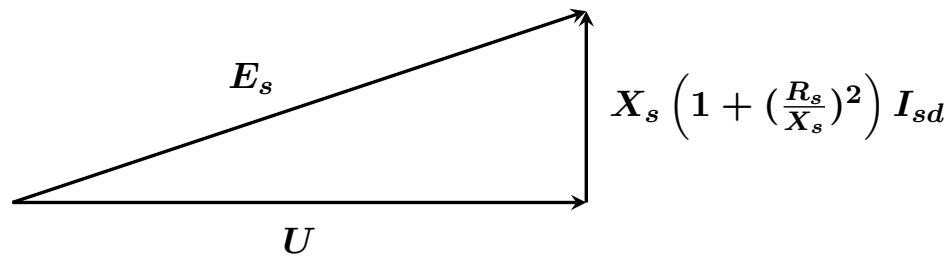


Figura 2.16: Diagrama vectorial del nodo de conexión con operación de STATCOM

El diagrama vectorial anterior muestra que la tensión U tiene la misma fase que I_{sd} . Por lo tanto, en el caso ideal I_{cq} es ortogonal a U . Además, el nivel de tensión U coincide con el nivel de tensión E_s cuando el STATCOM inyecta corriente reactiva para compensar la corriente reactiva de la impedancia de carga.

2.3.2. Control del VSC en un STATCOM

Tal y como se ha descrito anteriormente, un VSC transforma una tensión continua, por ejemplo, un banco de almacenamiento de energía DC proveniente directamente de una planta fotovoltaica o convertida de AC a DC de una planta eólica, en alterna. Estos dispositivos son interesante porque son capaces de generar tensiones balanceadas y controladas de manera casi instantánea, sin alterar significativamente la impedancia del sistema. De esta manera pueden entregar o absorber potencia reactiva, actuando como inversor o rectificador según se requiera [69].

En el caso de un inversor trifásico básico, su circuito electrónico se corresponde al esquema del VSC ilustrado en la Figura 2.17, donde se dispone de una fuente de continua de (V_{DC}) y de seis conmutadores en tres ramas [70]. En este caso se ha seleccionado el símbolo del transistor para representar los conmutadores. A este

tipo de inversor se le denomina de dos niveles y su función es convertir la fuente de tensión en continua en tres ondas senoidales de corriente alterna desfasadas entre sí 120° eléctricos identificadas como $R - S - T$, las cuales se obtienen respectivamente de las uniones ($e1, e2, e3$) respecto al punto neutro. La variación de cada señal (entre V_{DC} y $-V_{DC}$) se logra cerrando y abriendo alternativamente los conmutadores de cada rama y el desfase de las tres ondas se logra con la secuencia con que se abran y se cierren los conmutadores. A esta secuencia se la denomina señal de conmutación y es generada por el sistema de control del VSC.

También se aprecia un esquema de control cuyas entradas son la diferencia entre los valores de tensión AC deseada y la obtenida por el bloque de medición conectado al nodo V_s , ($V_{AC}^{ref} - V_{AC}$) y entre los valores de tensión DC deseada y la de la tensión DC del VSC obtenida por el bloque de medición conectado al nodo DC del VSC ($V_{DC}^{ref} - V_{DC}$). Este control usa un algoritmo con el cual determina la acción PWM que a su vez es usada por el bloque "Lógica de conmutación" para generar el patrón de conmutación de los conmutadores del VSC. La señal V_{AC} también se usa en este caso como señal moduladora a través de los bloques de detección de cruce por cero y del lazo de seguimiento de fase o PLL (*Phase-Locked Loop*).

Por lo tanto, el VSC, el transformador T_{TH} y el bloque de control conforman los componentes básicos de un STATCOM. En el esquema analizado, se conecta el STATCOM al sistema eléctrico a través del nodo "S", denominado punto de conexión del STATCOM. Además, a modo ilustrativo, en este nodo se conectan dos fuentes de energía renovables: un parque eólico y uno solar. Este nodo a su vez se conecta al sistema de energía eléctrica a través de la línea de transporte con impedancia $R + jX$. El principio de funcionamiento del STATCOM es que el VSC produce una tensión alterna controlada en el lado primario del transformador T_{TH} . La diferencia de potencial entre los dos lados de la reactancia sirve para intercambiar potencia activa y reactiva entre el STATCOM y el sistema eléctrico. Si la tensión medida en el nodo S V_{AC} es superior a la tensión de referencia preestablecida V_{AC}^{ref} , el STATCOM proporcionará potencia reactiva inductiva para reducir la tensión de nodo. Por el contrario, si la tensión de nodo medida es inferior a la tensión de referencia preestablecida, el STATCOM suministrará potencia reactiva capacitiva para aumentar la tensión de nodo.

Se han estudiado y aplicado una gran variedad de métodos para generar la señales de conmutación de un VSC. En este sentido, diferentes formas de operación se han desarrollado para alcanzar uno o más de los siguientes objetivos: rango de modulación lineal amplio, reducción de pérdidas de conmutación, menor distorsión total de armónicos, fácil implementación y menor tiempo de cómputo. Aunque los inversores fueron tradicionalmente diseñados como circuitos analógicos, actualmente los digitales usan microcontroladores para generar la señal de control del inversor [71, 72]. Entre esos métodos de control se encuentran: variación de la tensión de entra-

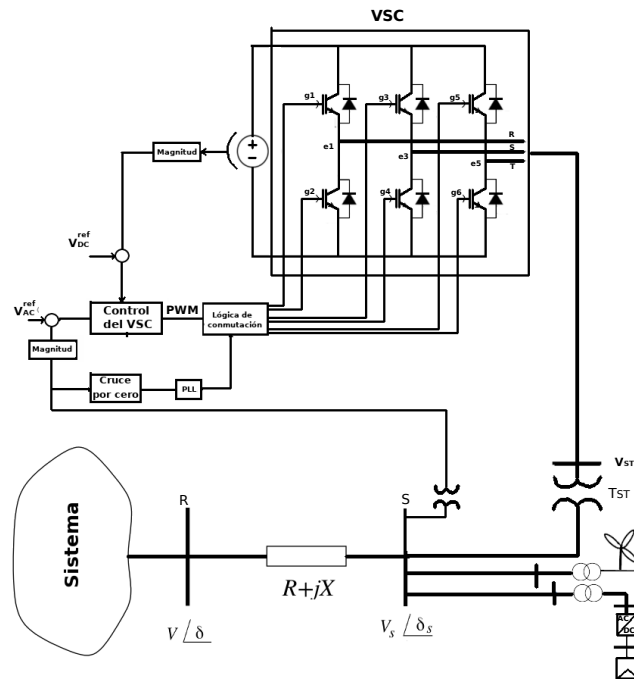


Figura 2.17: Esquema de los componentes básicos de un STATCOM

da, PWM, Modulación por ancho de pulso senoidal o SPWM (*Sine Pulse Width Modulation*) y SVM también conocida como modulación de vectores espaciales o SVPWM (*Space Vector Pulse Width Modulation*). En estos últimos casos se usa el concepto de vector de espacio para calcular el ciclo de trabajo de los conmutadores, partiendo del hecho de que un solo vector es capaz de representar las tres fases de un sistema trifásico.

Para determinar esta representación vectorial mostrada en la Figura 2.18a y considerando tensiones de fase simétricas, se aplica la transformada Park a cada una de las tensiones trifásicas R, S, T del inversor, en cada una de las 8 posibles combinaciones de los conmutadores del VSC. El método SVM consiste en determinar en cada sector un conjunto de vectores virtuales a partir de la combinación lineal de los vectores adyacentes que conforman el sector. Por lo tanto involucra la identificación del sector, el cálculo de tiempos de conmutación, la determinación del vector de conmutación, y la selección de la secuencia óptima de conmutación para los vectores de tensión del inversor. Un esquema de conexión que muestra la conexión del SVM al VSC se muestra en la Figura 2.18b. En este caso el generador de secuencias de conmutación SVM requiere solo el V_{ref} . Existen, no obstante, diferentes algoritmos y estrategias propuestas en la literatura para calcular este valor.

Las técnicas PWM y SVM han sido estudiadas extensamente durante las últimas décadas y se han implementado a través de circuitos analógicos y digitales, focalizándose los esfuerzos ahora en el uso de microcontroladores. Ejemplo de ello es

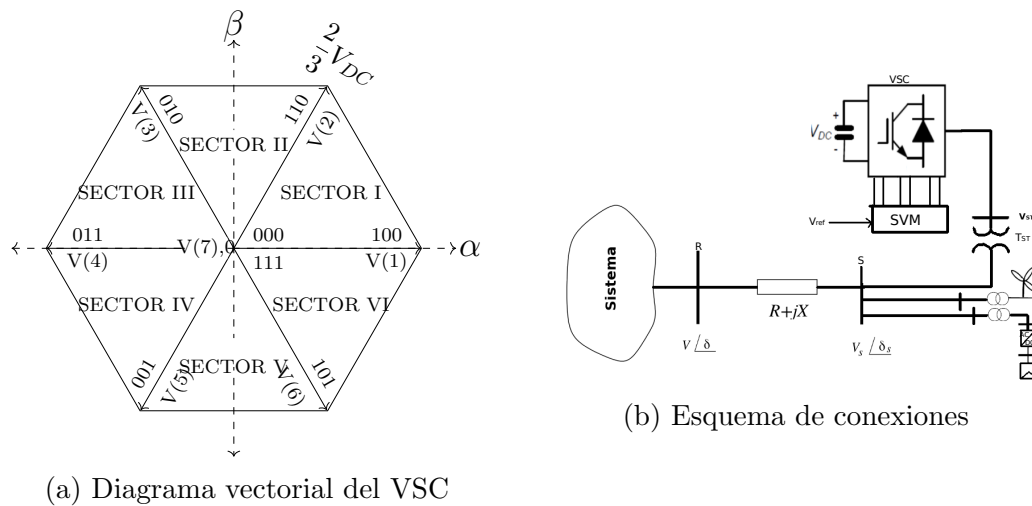


Figura 2.18: STATCOM con control basado SVM

el diseño y construcción de inversores basados en el microcontrolador PIC 16F877A en [73, 74], para generadores monofásicos en el control de motores o como en [72] donde proponen el diseño de un inversor trifásico con control del tensión y frecuencia. Con el desarrollo de los microcontroladores, el método SVM se ha convertido en uno de los más importantes métodos de modulación para los convertidores trifásicos. Un ejemplo de una propuesta modificada de la SVM e implementada en un microcontrolador PIC 18F4431, de bajo coste que además es de fácil implementación digital y de amplio rango de modulación de tensión se describe en [71].

2.4. Esquemas de coordinación de compensadores de tensión STATCOMs

Los dispositivos FACTS existentes en los sistemas eléctricos están diseñados e instalados individualmente. Cuentan con un control local basado en objetivos diferentes pero la literatura científica ha identificado que una coordinación entre varias de estas unidades puede proporcionar claros beneficios en términos económicos y técnicos [75]. Así pues, los diferentes controladores y compensadores de tensión y potencia reactiva del sistema (como los STATCOMs) deberían coordinarse para evitar interferir entre ellos y conseguir un funcionamiento óptimo a una escala más global con unos tiempos de respuesta mínimos [76]. Esto permitiría reducir el coste de funcionamiento y proporcionar una mayor capacidad para reaccionar adecuadamente en los eventos de tensión transitoria.

Los esquemas de coordinación no tienen por qué involucrar únicamente a los STATCOMs sino que también pueden gestionar a otros equipos y dispositivos del

sistema eléctrico. En general, estos esquemas de coordinación pueden clasificarse en función de la forma de intercambio de información. Consecuentemente, se distingue entre control centralizado, distribuido y descentralizado como se presenta en la Figura 2.19, siendo posible además la combinación de estos esquemas [77].

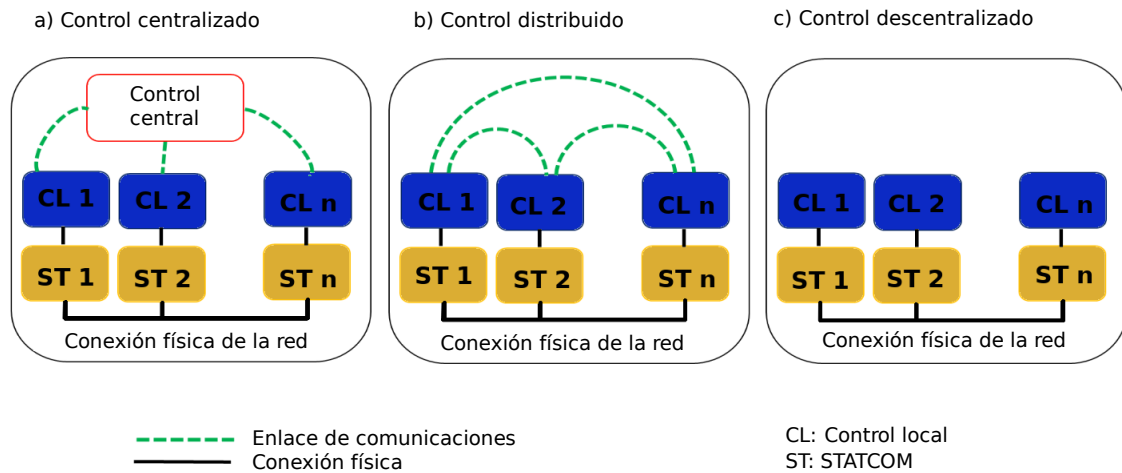


Figura 2.19: Clasificación del esquema de control en función del intercambio de información [78]

A continuación, se describen las características de estos tipos de controles.

2.4.1. Control Centralizado

El control centralizado consta de un coordinador central que toma acciones de control en base a información y mediciones remotas que recibe a través de los sistemas de comunicación. Con esta información, el sistema de control calcula una solución óptima y comunica las configuraciones de ajuste a los STATCOMs u otro dispositivos en la red que sean parte del esquema de coordinación. El objetivo planteado en el problema de optimización suele ser mantener el perfil de tensión, considerando una operación segura y económica del sistema eléctrico [79], [77].

En la Figura 2.19 a) se muestra un esquema del control centralizado. Los valores de las variables eléctricas y económicas de cada subsistema V_1, V_2, \dots, V_n son enviados al control central a través de la de comunicación. A su vez el operador del sistema (OS), calcula en función del mercado o de otras variables de operación las consignas $V_{SP1}, V_{SP2}, \dots, V_{SPn}$ de los controles de cada subsistema, que se transmiten a través de la red de comunicación. Se puede observar que, mediante un único elemento central, es decir el OS, se controlan los diferentes dispositivos que participan de la regulación de tensión, como podrían ser la generación distribuida fotovoltaica y eólica, STATCOMs y generadores. Dependiendo del número de dispositivos, la infraestructura de

comunicación necesaria puede hacer que un enfoque de control centralizado resulte económicamente inviable [79] o pueden verse afectados por la falta de datos (por ejemplo, por razones de privacidad o falta de infraestructura de medición) [77] así como por la vulnerabilidad del sistema de control a los ciberataques y los fallos de comunicación.

2.4.2. Control Distribuido

En el Control Distribuido (CD), los dispositivos no disponen de un operador central, sino que sus controles locales cooperan entre ellos para llegar a una decisión colectiva, de acuerdo con los objetivos establecidos globalmente. Cada control local toma decisiones en función de mediciones locales y en base a la información enviada por otros dispositivos vecinos, usando para ello un canal simple de comunicación. Por lo tanto, no es necesario conocer la información global de la red para determinar las decisiones de control [77], [80], [81]. Un esquema básico de CD se observa en la Figura 2.19 b). Cada dispositivo tiene su propio controlador, denominado control local e identificado en este esquema como $Control_1, Control_2, \dots, Control_{(n-1)}, Control_n$. Entre los vecinos, que pueden ser uno o más como se ejemplifica en este esquema, se intercambian parámetros de interés que pudieran ser la consigna, el valor de las variables eléctricas de algún nodo en común o parámetro de solución del problema de optimización local $V_1, V_2, \dots, V_{(n-1)}, V_n$.

Generalmente, estos problemas se plantean como un problema de optimización global que se traslada de manera local para que se resuelva con iteraciones. Una de sus mayores desventajas de este planteamiento es que puede ser muy difícil llegar a una decisión óptima global [79]. En cambio, la mayor ventaja reside en la escalabilidad de la solución y la mayor robustez que ofrece frente a ataques de ciberseguridad en el plano de las comunicaciones. Algunas de las técnicas más importantes de CD son: sistema agente-multiagente, control predictivo distribuido basado en modelo, técnicas basadas en consenso y técnicas de descomposición [82].

2.4.3. Control Descentralizado

Bajo este esquema de control, los dispositivos deciden las acciones de control en base a un algoritmo local predeterminado o preconfigurado, sin necesidad de un canal de comunicación [83] con otros agentes. No obstante, se puede inferir el comportamiento o el estado de otras unidades de compensación, todo ello de manera local. Un esquema básico de control descentralizado se observa en la Figura 2.19 c) en donde se puede ver que cada dispositivo cuenta con su propio control local, y no existe enlaces de comunicación entre ellos.

Los sistemas de control descentralizados son autónomos, flexibles y presentan una alta velocidad para responder ante perturbaciones, como aquellas producidas por

la variabilidad de la generación distribuida fotovoltaica o eólica. Además, generan menores costes de implementación ya que no se requieren sistemas de comunicación, medición y gestión, como en los esquemas centralizados [77]. Sin embargo, dado que no hay coordinación, no explotan todo el potencial de los dispositivos, lo que puede resultar en soluciones de control globalmente no óptimas. Además, puede haber interferencia operacional entre dispositivos autónomos avanzados y convencionales de regulación de tensión e incremento en las pérdidas de potencia debido al flujo de potencia reactiva. Es por eso, que es necesario una correcta configuración de los dispositivos autónomos para mitigar estas desventajas.

2.5. Descomposición de sistemas eléctricos

A medida que un problema crece en complejidad, tamaño y sobre todo en número de variables, es necesario aplicar técnicas para alcanzar la solución en el menor tiempo posible y con una mínima infraestructura. Los sistemas eléctricos son complejos debido a su tamaño, a las interconexiones, y a la naturaleza de su dinámica, como se ha mencionado anteriormente. Por lo tanto, para su gestión y operación se descomponen en regiones y zonas de control con diferentes grados de autonomía, dependiendo de criterios político-territoriales o intereses comerciales. No obstante, y a pesar de la descomposición, por seguridad, integridad de la infraestructura y calidad del servicio, los sistemas eléctricos deben operar de una forma coordinada, porque la actuación en un subsistema puede tener efectos en otros.

Por lo tanto, para abordar un problema de control de tensión es adecuado plantearlo de forma global y luego descomponerlo, de tal forma que las zonas hereden los nexos del problema global. Estas zonas constan de un conjunto de nodos y compensadores que pueden ser los sistemas de excitación de las máquinas síncronas y sus controles AVR, los bancos de condensadores y reactancias en paralelo conmutadas, transformadores con control de cambiador de tomas, controladores FACTS como el SVC o STATCOM y fuentes de energía renovable junto a STATCOM. En la Figura 2.20 se muestra como ejemplo el IEEE-39 distribuido en 3 zonas y 3 nodos pilotos (el B15, B36 y B38). Un nodo piloto, como se describió en la Sección 2.2.3, se considera como un nodo representativo de las tensiones de todos los puntos de la zona, es decir, se corresponde con el nodo más sensible que afecta al sistema tanto en términos de mantenimiento de un buen perfil de tensión como de estabilidad adicional del sistema. Cabe destacar que con la descomposición del sistema es necesario determinar estos nodos pilotos tal como se describió también en la Sección 2.2.3.

El procedimiento de control de tensión basado en zonas consiste en controlar de forma centralizada, distribuida o descentralizada el valor de la tensión de estos nodos pilotos para que los nodos cercanos se mantengan dentro de un perfil de tensión. A partir de este esquema, se puede plantear un problema de optimización estático

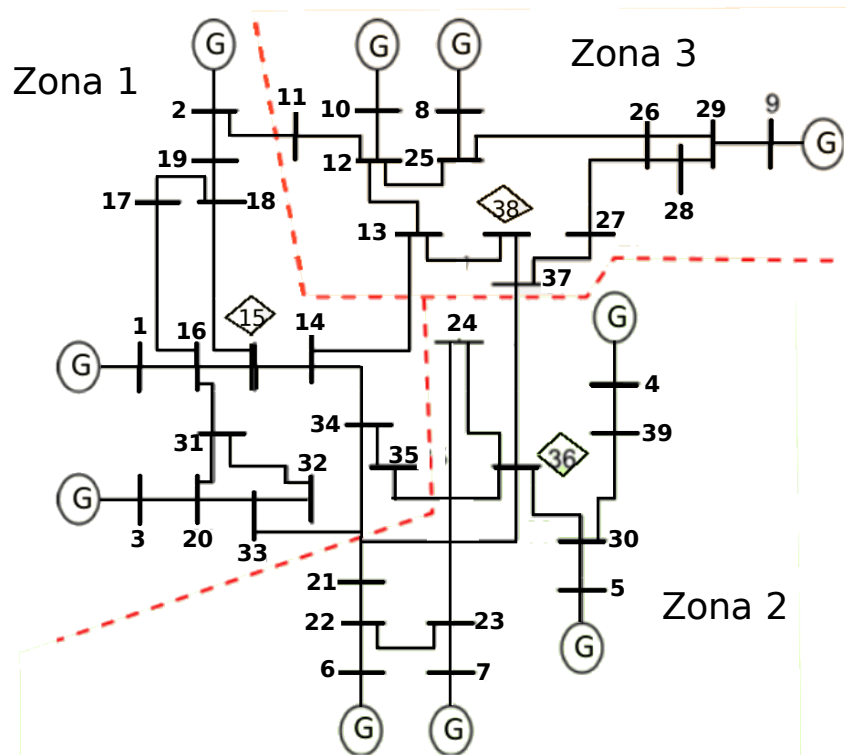


Figura 2.20: Sistema de prueba IEEE de 39 nodos con 3 zonas [84]

OPF cuya función objetivo es un perfil de tensiones y donde se busca minimizar la desviación de las tensiones de los nodos a partir de una referencia dada. El planteamiento de este problema de optimización dependerá de las variables adicionales consideradas, así como del esquema de control seguido, esto es, si es centralizado, distribuido o descentralizado. En la Figura 2.21 se muestra el esquema a resolver para el sistema presentado anteriormente. Se observa cómo se resuelven tres problemas OPF (OPF_1 , OPF_2 y OPF_3) asociados a cada una de las zonas identificadas.

El flujo óptimo de potencia se usa para calcular el estado de un sistema de potencia y a su vez se aplica tanto para el análisis como para el control del sistema de potencia. En el caso de análisis, se suelen estudiar cuestiones como las contingencias $N - 1$, congestión, redespacho (variaciones de la energía acordada en el mercado diario), ampliación y estabilidad del sistema. En el caso del control, el interés es calcular los valores de potencia activa, reactiva, tensión y ángulo de la tensión para una condición de operación especificada. Expresiones más completas también buscan minimizar las pérdidas de potencia activa y prevenir la sobrecarga de las líneas, por lo que incluyen todo los tipos de generadores y compensadores FACTS como en [85].

Como se mencionó anteriormente, antes que nada es necesario realizar la descomposición de un sistema o determinación de áreas de operación. A continuación, para

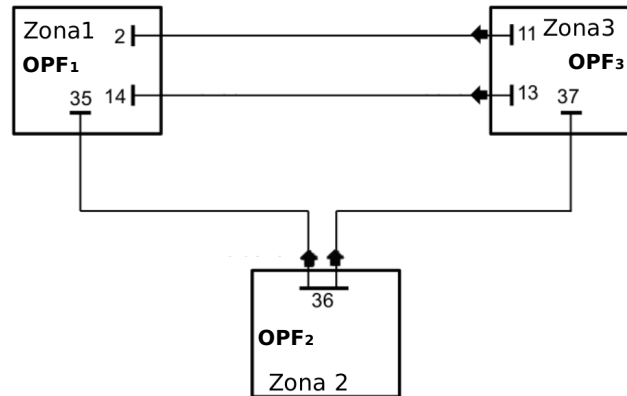


Figura 2.21: Esquema de descomposición del sistema de pruebas IEEE-39

describir el proceso de descomposición de sistemas aplicado al problema de OPF, se usará el flujo de potencia de un circuito genérico de dos nodos R , S interconectados a través de una línea de transporte con admitancia $G_{RS} + jB_{RS}$ representado en la Figura 2.22, en cada nodo se tiene un generador, una carga y un STATCOM.

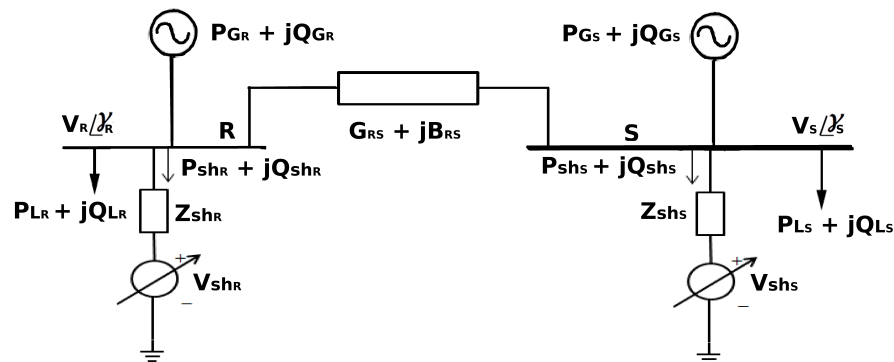


Figura 2.22: Flujos de potencia

La expresión global de optimización se modela con la ecuación (2.37).

$$\begin{aligned}
 f(\cdot) = & \sum_{i=1}^{n_B} W_v (V_i - V_{i,ref})^2 + \sum_{(i,k) \in \Upsilon} W_p P_{ik,loss}(V_i, \theta_i, V_k, \theta_k) + \\
 & \sum_{(i,k) \in \Upsilon} \left(\frac{S_{ik}(V_i, \theta_i, V_k, \theta_k)}{S_{ik,max}} \right)^2
 \end{aligned} \tag{2.37}$$

donde:

$$\begin{aligned} V_i &= V_{i,0} + K_{v_i-u}u \\ \theta_i &= \theta_{i,0} + K_{\theta_i-u}u \\ u &= [V_{sh}, V_g] \end{aligned} \quad (2.38)$$

siendo n_B el número de nodos en la red, V_i y θ_i son la magnitud y el ángulo de la tensión del nodo i , W_v y W_p son la variable de ponderación de la tensión y potencia activa respectivamente, Υ es el conjunto de todos los i, k entre los cuales hay una línea, S_{ik} es el flujo de potencia aparente entre i, k , con flujo de potencia máxima $S_{ik,max}$ y $P_{ik,loss}$ es la potencia activa de pérdidas en la línea i, k .

Las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva se modelan con las ecuaciones (2.39-2.42), que dependen del tipo de nodo, siendo Γ_{PQ} el conjunto de nodos PQ , Γ_{PV} el conjunto de nodos PV y Γ_{Slack} el nodo slack. Por tanto, las restricciones a incluir en el problema anterior son:

$$P_{G_i} + P_{STATCOM_i} - P_{L_i} - V_i \sum_{(i,j) \in \Upsilon}^m V_j \{G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)\} = 0 \quad i \in \{\Gamma_{PQ}, \Gamma_{PV}\} \quad (2.39)$$

$$Q_{G_i} + Q_{STATCOM_i} - Q_{L_i} - V_i \sum_{(i,j) \in \Upsilon}^m V_j \{G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)\} = 0 \quad i \in \{\Gamma_{PQ}\} \quad (2.40)$$

$$V_i - V_{i,ref} = 0, \quad i \in \{\Gamma_{PV}\} \quad (2.41)$$

$$\theta_i = 0, \quad i \in \{\Gamma_{Slack}\} \quad (2.42)$$

donde P_{G_i}, Q_{G_i} son la potencia activa y reactiva generada por el generador i , P_{L_i}, Q_{L_i} la potencia activa y reactiva de la carga conectada al nodo i y $P_{STATCOM_i}, Q_{STATCOM_i}$ la potencia activa y reactiva del STATCOM conectado en el nodo i .

Así mismo, las restricciones físicas debido solo al STATCOM son:

$$\underline{Q}_{sh} \leq Q_{STATCOM} \leq \overline{Q}_{sh}$$

$$\underline{P}_{sh} \leq P_{STATCOM} \leq \overline{P}_{sh}$$

siendo $\underline{Q}_{sh}, \overline{Q}_{sh}$ y $\underline{P}_{sh}, \overline{P}_{sh}$ los valores de la potencia reactiva y activa mínima y máxima dentro de la cual puede operar el STATCOM.

Debido a las limitaciones eléctricas de las líneas y los transformadores, también hay que incluir:

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \leq \bar{S}_{ij}$$

siendo \bar{S}_{ij} la máxima potencia permitida en la línea i, j .

Por último, para limitar las sobretensiones y subtensiones se añade:

$$\underline{V} \leq V \leq \bar{V}$$

siendo \underline{V}, \bar{V} los valores mínimo y máximo de la tensión.

Esta Tesis Doctoral se centra en el uso de dispositivos FACTS para la compensación de la tensión. Por lo tanto, a continuación el problema de optimización se describe de manera genérica con las siguientes ecuaciones (2.43 y 2.44).

$$\min_u f(x, u) \tag{2.43}$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} G(x, u) &= 0 \\ H(x, u) &\leq 0 \end{aligned} \tag{2.44}$$

donde $x = \{V_1, V_2, \dots, V_{n_B}, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_{n_B}\}$ representa las variables de estado y es el conjunto de la magnitud y el ángulo de la tensión de los n_B nodos del sistema. $u = \{u_1, u_2, \dots, u_k\}$ son las variables de control. En este caso son el valor deseado de los k dispositivos FACTS. V_i y θ_i del nodo i tiene una relación de dependencia con las variables u . Considerando las ecuaciones anteriores, en $G(x, u)$ se incluirían las expresiones de las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva o restricciones de igualdad del sistema (2.39-2.39). En $H(x, u)$ se englobarían los límites mínimos y máximos tanto de los parámetros de control como de las variables independientes.

Una vez definido el problema global el siguiente paso es la descomposición y para esto es importante saber cómo modelar las interacción entre los submodelos para alcanzar la convergencia. Existen diferentes métodos de descomposición pero todos se fundamentan en la descomposición primal y dual, que son métodos de descomposición básicos. En la Tabla 2.2 se comparan estos métodos con unos esquemas de operación genéricos para hacer resaltar cada enfoque. En el método primal, la variable de complicación se trata como una variable pública que se hace constante para calcular el mínimo de cada subproblema con respecto a cada variable privada y luego la variable publica se ajusta usando los gradientes de cada mínimo. Por otro lado, en el caso de la descomposición dual se toman todas la variables privadas pero se crea una restricción de igualdad para las variables compartidas. Luego, usando una función lagrangiana, se construyen funciones duales, donde el multiplicador de Lagrange es una variable dual que se intercambia y que es ajustada a partir del valor que toman las variables compartidas [86].

Tabla 2.2: Técnicas básicas de descomposición

Descomposición Primal. Se usa cuando hay variables de complicación	Descomposición Dual. Se usa cuando hay restricciones de complicación
$f(x) = f_A(x_A, y) + f_B(x_B, y)$ <p>donde: $x = \{x_A, x_B\}$ son variables privadas. $\{y\}$ variable pública.</p> $\Phi_A(y) = \min_{x_A} f(x_A, y)$ $\Phi_B(y) = \min_{x_B} f(x_B, y)$ $g_A = \frac{\partial \Phi_A(y)}{\partial y}$ $g_B = \frac{\partial \Phi_B(y)}{\partial y}$ $y = y - \alpha_k(g_A + g_B)$	$f(x) = f_A(x_A, y_A) + f_B(x_B, y_B)$ <p>sujeto a $y_A = y_B$</p> $L(x_A, x_B, y_A, y_B, \lambda) = f_A(x_A, y_A) + f_B(x_B, y_B) + \lambda^T y_A - \lambda^T y_B$ $g_A(\lambda) = \inf_{x_A, y_A} f_A(x_A, y_A) + \lambda^T y_A$ $g_B(\lambda) = \inf_{x_B, y_B} f_B(x_B, y_B) - \lambda^T y_B$ $\lambda = \lambda - \alpha_k(y_B - y_A)$
<p>Algoritmo Repetir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Resolver los siguientes problemas en paralelo o secuencialmente. 2. Encontrar x_A que minimiza $f_A(x_A, y)$ y un subgradiente g_A 3. Encontrar x_B que minimiza $f_B(x_B, y)$ y un subgradiente g_B <p>Actualizar la variable de complicación: $y = y - \alpha_k(g_A + g_B)$</p>	<p>Algoritmo Repetir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Resolver los siguientes problemas en paralelo o secuencialmente. 2. Encontrar x_A y y_A que minimiza $f_A(x_A, y_A) + \lambda^T y_A$ 3. Encontrar x_B y y_B que minimiza $f_B(x_B, y_B) - \lambda^T y_B$ <p>Actualizar la variable dual: $\lambda = \lambda - \alpha_k(y_B - y_A)$</p>

A partir de estos dos métodos de descomposición se derivan otros, siendo los más reconocidos los de Benders-Primal, Dantzig-Wolfe-Dual y lagrangiana dual. Los dos primeros se aplican básicamente a problemas lineales, que tienen una estructura muy particular en las funciones de restricción, mientras que la descomposición lagrangiana es más adecuada para redes y modelos no-lineales, como es el caso de la función objetivo modelada con la ecuación (2.37) en esta Tesis doctoral. Por lo tanto, en el caso de redes eléctricas se usan habitualmente los métodos lagrangianos y se pueden agrupar según [87] en dos modalidades: una es la descomposición basada en el ajuste en la interfaz que hace uso del lagrangiano aumentado y la otra, en el intercambio de variables de frontera que hace uso de la relajación lagrangiana. A continuación a partir de dos áreas A y B genéricas se describe cada método.

2.5.1. Descomposición de Lagrange aumentado o ajuste en la interfaz

La técnica consiste en duplicar las variables frontera y asignar una variable a cada área. Para evitar modificar el problema se agrega una restricción de igualdad que garantice la paridad entre las variables. En este caso, una función objetivo global se puede separar por ejemplo en dos funciones objetivo locales de la siguiente forma:

$$\min_{x_A, x_B, Y} f_A(x_A) + f_B(x_B) \quad (2.45)$$

sujeto a :

$$\begin{aligned} G_A(x_A, Y) &= 0 \\ G_B(Y, x_B) &= 0 \\ H_A(x_A, Y) &\leq 0 \\ H_B(Y, x_B) &\leq 0 \end{aligned}$$

Como se puede observar, cada una tiene variables que solo interesa a cada área x_A y x_B y variables que comparten en la frontera Y . Para hacer la descomposición se duplican las variables de la frontera por $Y = \{y_A, y_B\}$. De esta forma cada área resolverá un subproblema con vectores (x_A, y_A) y (x_B, y_B) respectivamente y para mantener el problema de optimización original se impone la siguiente restricción de acoplamiento $y_A - y_B = 0$. La función objetivo resultante es:

$$\min_{x_A, x_B, Y} f_A(x_A) + f_B(x_B) + \lambda^T (y_A - y_B) + \frac{\lambda}{2} \|(y_A - y_B)\|^2 \quad (2.46)$$

sujeto a:

$$G_A(x_A, Y) = 0$$

$$G_B(Y, x_B) = 0$$

$$H_A(x_A, Y) \leq 0$$

$$H_B(Y, x_B) \leq 0$$

El termino cuadrático se añade para garantizar convexidad local y mejora el proceso de convergencia. Sin embargo, convierte a la función objetivo anterior en una función no separable por los productos que se generan entre las variables de diferentes áreas. Con el principio del problema auxiliar o APP (*Auxiliary Problem Principle*) se le da una solución a esta limitación. Para ello, se linealiza el término cuadrático a través de aproximaciones sucesivas y así encontrar la solución en la k -ésima iteración.

Los pasos para construir el modelo de descomposición son los siguientes:

1. Planteamiento del lagrangiano aumentado. Se relaja la restricción de acoplamiento y se suma a la función objetivo de forma lineal, agregando además un termino cuadrático para garantizar la convexidad local.
2. Descomposición. Se usa el APP para linealizar y poder hacer separable el problema. Otra forma es usar el método de dirección alternativa o ADMM (*Alternating Direction Method of Multipliers*), que consiste en fijar las variables de la otra área en los valores de la iteración anterior y minimizar sólo con respecto a las variables pertenecientes al área en cuestión. De la misma forma se procede en la otra área y luego intercambian variables y actualizan los multiplicadores. Esto se puede hacer de forma secuencial o simultánea.
3. Los problemas de optimización de las dos áreas quedan expresados para la k -ésima iteración de la siguiente forma. Para el área A aplicando APP, se define:

$$(x_A^{k+1}, y_A^{k+1}) = \arg \min_{(x_A, y_A) \in A} f_A(x_A, y_A) + \frac{\beta}{2} \|y_A - y_A^K\|^2 + \gamma y_A^T (y_A^K - y_B^K) + \lambda^{K^T} y_A$$

Con el método ADMM, la expresión sería:

$$(x_A^{k+1}, y_A^{k+1}) = \arg \min_{(x_A, y_A) \in A} f_A(x_A, y_A) + \frac{\gamma}{2} \|y_A - y_A^K\|^2 + \lambda^{K^T} y_A$$

sujeto a:

$$g_A(x_A, y_A) = 0$$

$$h_A(x_A, y_A) \leq 0$$

La formulación para el área B aplicando APP se corresponde con:

$$(x_B^{k+1}, y_B^{k+1}) = \arg \min_{(x_B, y_B) \in B} f_B(x_B, y_B) + \frac{\beta}{2} \|y_B - y_B^K\|^2 + \gamma y_B^T (y_B^K - y_A^K) - \lambda^{K^T} y_B$$

Si se utilizase ADMM, la formulación sería la siguiente:

$$(x_B^{k+1}, y_B^{k+1}) = \arg \min_{(x_B, y_B) \in B} f_B(x_B, y_B) + \frac{\gamma}{2} \|y_B - y_B^K\|^2 - \lambda^{K^T} y_B$$

sujeta a:

$$g_A(x_B, y_B) = 0$$

$$h_A(x_B, y_B) \leq 0$$

La solución de los problemas de optimización se consigue iterativamente y coinciden con la actualización del multiplicador de Lagrange λ , siendo λ^k el multiplicador para la iteración k . La actualización se realiza de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha(y_A^{k+1} - y_B^{k+1})$$

donde k es el número de la iteración, α , β y γ son constantes positivas y el superíndice T es traspuesta. Para las condiciones iniciales $k = 0$, se escogen los valores de las variables $(x_A^0, y_A^0, x_B^0, y_B^0, \lambda^0)$ de forma arbitraria siempre y cuando estas sean factibles. En cada iteración k se actualizan las variables frontera y_A^{k+1}, y_B^{k+1} , las variables de núcleo x_A^{k+1}, x_B^{k+1} y el multiplicador λ^{k+1} .

El problema finaliza cuando el error de la diferencia de las variables de acoplamiento es menor de cierto valor de tolerancia y_{tol} impuesto, esto es, cuando:

$$\|y_A - y_B\| \leq y_{tol}$$

2.5.2. Intercambio de variables de frontera

El segundo método se basa en áreas que están estrictamente separadas pero interconectadas, por lo tanto no se duplican las variables pero en cambio en las restricciones se incluyen tanto variables del área A como de B , apareciendo restricciones de complicación.

Los pasos para construir el modelo de descomposición son los siguientes:

1. Planteamiento del problema de descomposición. Las restricciones se separan en restricciones que están relacionadas con una única área y las relacionadas con ambas áreas. A su vez, las restricciones relacionadas con las dos áreas se dividen de nuevo y se asignan a la zona que contiene la mayoría de las variables de complicación.
2. Relajación lagrangiana. Para independizar más cada sub-problema, las restricciones de complicación son relajadas e incluidas en el objetivo principal de

cada área. Uno de los procedimientos consiste en incluir en la función objetivo las restricciones de complicación relajadas de la misma área. El otro procedimiento consiste en incluir las restricciones de complicación relajadas del área externa.

3. Las variables de complicación de la otra área en cada iteración son tomadas fijas indicando esta condición con una barra superior \bar{x}_i^K y el valor es el calculado por el problema de optimización del área al cual corresponde en la iteración inmediatamente anterior. En cada iteración, al resolverse los problemas de optimización en cada área, los valores que toma la variables de complicación \bar{x}_i^K son intercambiados entre las áreas.

Así pues, para modelar el área A con este procedimiento, si incluimos las restricciones de la misma área, obtenemos:

$$x_A^{k+1} = \arg \min_{x_A} f_A(x_A, \bar{x}_B^K) + \lambda_A^k T \bar{g}_A(x_A, \bar{x}_B^K) + \gamma_A^k T \bar{h}_A(x_A, \bar{x}_B^K)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} g_A(x_A) &= 0 \\ h_A(x_A) &\leq 0 \end{aligned}$$

Si procedemos incluyendo las restricciones del área externa, la formulación sería:

$$(x_A^{k+1}, \lambda_A^{k+1}, \gamma_A^{k+1}) = \arg \min_{x_A} f_A(x_A, \bar{x}_B^K) + \lambda_B^k T \bar{g}_B(x_A, \bar{x}_B^K) + \gamma_B^k T \bar{h}_B(x_A, \bar{x}_B^K)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} g_A(x_A) &= 0 & \bar{g}_A(x_A, \bar{x}_B^K) &= 0 \\ h_A(x_A) &\leq 0 & \bar{h}_A(x_A, \bar{x}_B^K) &\leq 0 \end{aligned}$$

Para el área B , si se incluyen las restricciones de la misma área, se llega a la siguiente formulación:

$$x_B^{k+1} = \arg \min_{x_B} f_B(\bar{x}_A^K, x_B) + \lambda_B^k T \bar{g}_B(\bar{x}_A^K, x_B) + \gamma_B^k T \bar{h}_B(\bar{x}_A^K, x_B)$$

sujeta a:

$$\begin{aligned} g_B(x_B) &= 0 \\ h_B(x_B) &\leq 0 \end{aligned}$$

En cambio, si se opta por incluir las restricciones del área externa, la formulación resultante se corresponde con:

$$(x_B^{k+1}, \lambda_B^{k+1}, \gamma_B^{k+1}) = \arg \min_{x_B} f_B(\bar{x}_A^K, x_B) + \lambda_A^k T \bar{g}_A(\bar{x}_A^K, x_B) + \gamma_A^k T \bar{h}_A(\bar{x}_A^K, x_B)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} g_B(x_B) &= 0 & \bar{g}_B(\bar{x}_A^K, x_B) &= 0 \\ h_B(x_B) &\leq 0 & \bar{h}_B(\bar{x}_A^K, x_B) &\leq 0 \end{aligned}$$

2.6. Control distribuido para la regulación de tensión con STATCOMs

En la literatura científica se pueden encontrar varias propuestas orientadas al control distribuido para compensadores de tensión. En general, la mayoría de las referencias se centran en el control de la potencia activa y reactiva y la tensión en los NCCs, que podrían ser también sistemas de GD. Recientemente, se ha hecho habitual la integración de fuentes de generación basadas en energía renovables, la eólica y la fotovoltaica principalmente, a través de dispositivos FACTS como el STATCOM. Considerando estos esquemas, se proponen algoritmos de control de tensión. Estos algoritmos se pueden clasificar en dos grandes grupos: (i) los que operan para un único compensador y (ii) los que funcionan coordinando el funcionamiento de varios compensadores.

En relación al control de un sólo compensador, los trabajos de [88, 89, 90] se centran en cómo realizar la regulación de tensión entre los elementos conectados a un solo compensador, por ejemplo, turbinas de un parque eólico que se conectan a un único STATCOM para integrarse a la red. También existen aplicaciones de control distribuido pero dentro de los equipos de un mismo parque de generación, por ejemplo en algunos casos se obtienen el valor de tensión de las turbinas para ejecutar un consenso entre estas, como en [91, 92]. Sin embargo, estos casos citados dependen mucho de una red de comunicación constituyéndose en una debilidad y propenso a la vulnerabilidad,

Un enfoque más ambicioso y con mayor impacto en la red es la definición del control de tensión para coordinar varios compensadores, es decir, varios parques de generación o generadores. La coordinación del control de los STATCOMs pueda realizarse de manera centralizada, distribuida y descentralizada. Para lograr un control adecuado y seguro de la tensión del sistema eléctrico, es necesario un control y una coordinación adecuada de los compensadores de potencia reactiva. En una red de transporte, el operador de la red de transporte (ORT) es el encargado de coordinar las diferentes fuentes de reactiva (principalmente generadores síncronos y compensadores) para garantizar el equilibrio de la potencia reactiva de todo el sistema. Por lo tanto, uno de los objetivos del operador debe ser ajustar de forma óptima el SP de los controladores locales, incorporando información del entorno o de la plataforma de mercado. Para ello, el ORT usa la mayor cantidad de información sobre los componentes de la red, analiza los datos y suele resolver un problema de optimización para decidir el valor del SP de cada uno de los controles de los compensadores locales. Los SP se envían a las unidades de control como se muestra en el apartado 2.4.1, en el diagrama centralizado de la Figura 2.19 a).

Esta sería una estrategia de control de tensión centralizada, que puede lograr

un rendimiento de control óptimo al procesar la información global, si los datos son precisos y no se manipulan intencionadamente o por un error de transmisión. Sin embargo, los enfoques centralizados podrían no ser adecuados para un escenario futuro con múltiples compensadores y fuentes de generación a gran escala. Como se describe en [93], los controladores de tensión centralizados se asocian con importantes costes computacionales, que se deben a la necesidad de disponer de datos globales y completos. Los métodos diseñados en estos enfoques están basados en la optimización y suelen ejecutarse en un periodo de varios segundos o incluso minutos con un tiempo de respuesta lento. Por lo tanto, podrían no ser capaces de manejar la tensión a corto plazo [6]. El uso de importantes recursos informáticos y el aumento del tiempo de ejecución que va a depender del número de unidades a controlar, limitan la escalabilidad de las soluciones centralizadas. Además, carecen de solidez y fiabilidad, debido a los datos potencialmente inaccesibles. Dado que los sistemas de energía constituyen una infraestructura crítica, es necesario tener en cuenta las amenazas que conlleva su funcionamiento. Como se explica en [94], la inyección de datos falsos o la interceptación de información son amenazas habituales a las que deben hacer frente estos sistemas. Una solución es enfocarse en el desarrollo de técnicas de control distribuido.

En el control distribuido, los controles locales de los STATCOMs cooperan entre ellos para llegar a una decisión colectiva, de acuerdo con los objetivos establecidos. En concreto, cada control toma decisiones de acuerdo a los valores locales y en base a la información de los controles vecinos, usando para ello comunicación simplificada. No es necesario, pues, conocer la información global de la red para determinar las decisiones de control. A continuación se presenta una clasificación de los algoritmos de control distribuidos para el control de tensión de acuerdo al estado del arte analizado hasta ahora. Se pueden dividir en los siguientes grupos:

Control cooperativo. Se basa en el consenso o la sincronización de sistemas multiagente. Es un enfoque para resolver problemas de optimización distribuida cuya formulación es flexible y, por lo tanto, extensible y escalable. El principio de funcionamiento es conseguir que diferentes unidades de compensación converjan a un valor único. La optimización de todo el sistema se logra con una comunicación limitada entre unidades vecinas y sin necesidad de una unidad dedicada [82, 78].

Optimización distribuida. Esta estrategia se basa en la descomposición lagrangiana, Dual-ADMM-APP y Karrust-Kuhn-Tucker de un problema de optimización global en un número de subproblemas o zonas que son resueltos iterativamente hasta que converjan. Uno de los métodos más usados para definir estas zonas es en base a los factores de sensibilidad [95, 78].

Control de agentes (Máquinas de aprendizaje). En este enfoque los agentes son autónomos, con metas locales e información de los vecinos y el entorno. Un

agente inteligente es reactivo (muestra reacción ante los cambios del entorno), proactivo (tiene iniciativa) y social (se basa en la comunicación o información de los vecinos). [82].

DMPC. Es una estrategia de control en tiempo discreto donde la secuencia de control del sistema se determina minimizando una función de coste asociada al desempeño del sistema en un número finito de pasos futuros usando un modelo del sistema [82, 25].

Partiendo de esta clasificación de algoritmos de control distribuido, hay una serie de propuestas como en [96], [97], [25] y [98] que sí consideran diferentes compensadores conectados en diferentes puntos de la red. En [96], los autores determinan un nodo crítico que se trata de un nodo no regulado que puede representar el perfil de tensión de todo el sistema de subtransmisión. Cuando se violan los límites, se activan un algoritmo de consenso en tiempo real entre los STATCOMs. En [97], el algoritmo propuesto no requiere el consenso, sino que consiguen la coordinación mediante un algoritmo iterativo para configurar los valores de algunos λ s. Estos valores dependen de la desviación de tensión de los nodos a los que se conectan las unidades de GD y de las pérdidas de potencia. Aunque el algoritmo puede resolverse localmente, requiere la información de todas las desviaciones de tensión, por lo que necesita de una red de comunicaciones, impidiendo la escalabilidad. La Tabla 2.3 muestra un resumen de las principales contribuciones de control distribuido de STATCOM en redes de transporte.

Tabla 2.3: Comparación de los algoritmos

Referencia	Sistema de prueba	Parque eólico	Algoritmo	Nodo de consenso	Nodos vecinos	Plug and play
[91]	IEEE-9	1	MPC	NCC	✗	✗
[92]	IEEE-14	1	DMPC	NCC	✗	✓
[96]	IEEE-14	Varios	MPC	Nodo crítico	✗	✓
[97]	Región Hami de Xinjiang	Varios	Algoritmos genéticos	✗	✗	✓

2.6.1. Control predictivo basado en modelo para control de tensión

El control predictivo basado en modelo o MBPC (*Model Based Predictive Control*) es un método de control que calcula una acción basándose en un modelo de la dinámica del sistema y su comportamiento futuro [99]. El objetivo de control y el modelo matemático se formulan como un problema de optimización en tiempo real que de forma iterativa calcula la acción de control. El objetivo puede estar relacionado con maximizar una ganancia, minimizar costes de operación o forzar al

sistema a que siga una trayectoria deseada. Solo la entrada calculada asociada con el instante actual se aplica al sistema físico. Regularmente, cuando se disponen de nuevas mediciones, el procedimiento de optimización se repite.

El principio de esta metodología se ilustra en la Figura 2.23. El modelo usa datos históricos para estimar el estado actual del sistema. Con ello, el controlador calcula una trayectoria de la variable manipulada (μ) de tal forma que la salida (y) siga un valor deseado (y_{sp}) tanto como sea posible. Solo se aplica el primer valor de $\mu(k)$ y se repite el procedimiento en el próximo tiempo de muestreo, trasladando el horizonte de estimación. Dicho de otra forma, MBPC puede formularse como un problema de optimización donde se determina una secuencia óptima de M movimientos de la variable manipulada μ con el propósito de minimizar una función objetivo que se calcula sobre la base de N predicciones de salidas del proceso. Solucionado el problema, solo el primer movimiento de la variable manipulada se implementa en el proceso $\mu(k)$ y el problema de optimización se calcula nuevamente para el próximo instante.

En resumen, el MBPC está formado por los siguientes elementos:

- Modelo de predicción: es el modelo matemático que describe el comportamiento esperado del sistema. Este modelo puede ser lineal o no lineal, en tiempo continuo o en tiempo discreto, en variables de estado o en entrada-salida.
- Función de coste: es la función que indica el criterio a optimizar. Es una función definida positiva que expresa el coste asociado a una determinada evolución del sistema a lo largo del horizonte de predicción N .

El problema tradicional de control óptimo consiste en encontrar, de entre todas las trayectorias del sistema, aquellas que minimicen el valor de la función objetivo. Considerando las trayectorias del sistema, las que satisfacen la ecuación diferencial que modela la dinámica del sistema y donde todas tienen el mismo principio y final ($x(0) = x_0$ y $x(T) = x_f$). Tanto en el método de control óptimo como en el MBPC, se utiliza un modelo para predecir el comportamiento del sistema. En el control óptimo se calcula una secuencia de señales de entrada que dirigen el sistema. Si se aplica esta secuencia de entrada al sistema real, suele haber una desviación entre el comportamiento previsto y el real, debido a la imprecisión del modelo y a las perturbaciones. Este tipo de control es de lazo abierto y cuando las desviaciones no son aceptables hay que combinar el control óptimo con un método de bucle cerrado. En cambio en el MBPC, la corrección está incorporada, ya que periódicamente se vuelve a calcular la secuencia óptima después de restablecer las condiciones iniciales del problema MBPC al estado real del sistema o a una estimación del mismo, por lo que este tipo de control es de lazo cerrado.

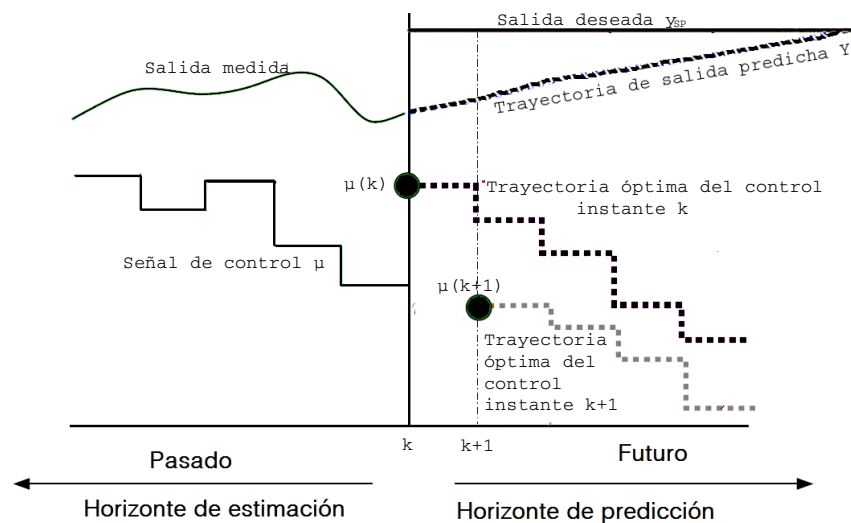


Figura 2.23: Esquema genérico de un control predictivo

El MBPC es una estrategia de control muy usada en diferentes ámbitos de la ingeniería especialmente en control de procesos, debido a su capacidad para manejar interacciones multivariables, restricciones sobre las entradas de control (manipuladas) y los estados del sistema, y condiciones para la optimización de forma sistemática. Estas características son esenciales para sistemas eléctricos porque permiten manejar explícitamente las interacciones entre los distintos subsistemas. En el ámbito de la ingeniería eléctrica, las implementaciones más comunes del MPC incluyen su implementación multivariable y multiescala temporal, abarcando jerarquías primarias, secundarias y terciarias. En el control primario se usa para controlar la tensión, la corriente, la frecuencia, la distribución de potencia y el control de la calidad de la energía. A nivel secundario se encarga de la compensación de las desviaciones de tensión, frecuencia y el flujo de potencia óptimo. A nivel terciario se ocupa de la participación en el mercado, la coordinación multimicrogrid y el despacho óptimo de energía. Otra aplicación tiene que ver con la programación óptima de la carga de vehículo eléctrico o EV (*Electric Vehicle*), que se modela como un problema multiobjetivo con restricciones, y puede resolverse con control predictivo. Los objetivos son cargar numerosos EVs conectados a la red de distribución, manteniendo el nivel de tensión del nodo dentro de los límites establecidos [20]. Otra aplicación actual es el despacho económico de los sistemas eléctricos sometidos a la variabilidad de las fuentes de energía renovables. En [100] se propone un MBPC para resolver el problema del despacho económico de una forma distribuida, es decir resolviendo un MBPC por cada planta eléctrica, considerando la integración económica de las energías renovables, con restricciones de equilibrio de acoplamiento que no requiere de información privada.

Una extensión del MBPC es el DMPC (*Distributed Model Predictive Control*), que se formula como un problema de optimización con restricciones, permitiendo así incluir el efecto de los vecinos a través de información compartida entre los diferentes DMPCs, como se presenta en el esquema de la Figura 2.24. Además, en su formulación se considera al vecino como una perturbación, requiriendo de un procedimiento iterativo para calcular la acción de control. Tal y como se describe en [101], en el control predictivo basado en modelos distribuidos suelen interesar más los objetivos de control que la estabilidad. La aplicación de MBPC y DMPC en el campo de la regulación de tensión se ha mantenido muy activo como tema de investigación en los últimos años. El objetivo principal del DMPC es conseguir cierto grado de coordinación entre subsistemas con MBPC locales, los cuales tienen variables, costes y restricciones localmente importantes. La resolución se efectúa sin resolver el problema MBPC centralizado, existiendo un compromiso entre el comportamiento local y el global. Así, si el comportamiento local no es suficientemente bueno, el comportamiento global del sistema tampoco lo será [102].

El procedimiento tradicional para desarrollar un algoritmo DMPC se inicia considerando el problema a resolver (un problema centralizado para un sistema global a gran escala) y distribuyéndolo en varios subproblemas acoplados. Luego, estos subproblemas se asignan a controladores locales que juntos calculan una solución (aproximada) al problema centralizado original de forma distribuida. Se puede también resolver el problema desde otros puntos de vista. Por ejemplo, se puede proceder con un enfoque para la configuración de un equipo de sistemas desacoplados físicamente (es decir, dinámicamente) que persiguen una tarea de control cooperativa común y que, además, pueden satisfacer ciertas restricciones de acoplamiento. En un entorno de este tipo, los objetivos de control cooperativo más generales son de gran importancia, en comparación con los objetivos en el procedimiento tradicional. Por ejemplo, la estabilización de un perfil de tensiones conocidos a priori es relevante. Otro aspecto importante en el DMPC tanto para el control como para la comunicación es el tiempo de sincronización. Hay dos tipos: uno es el DMPC iterativo y el no iterativo. En los esquemas DMPC iterativos, los subproblemas locales se resuelven de forma iterativa y la comunicación se produce en cada iteración. En los esquemas no iterativos, las variables primarias se optimizan y se intercambian con los subsistemas vecinos una vez en cada paso temporal, ya sea en paralelo o en una secuencia. Si se considera un gran número de subsistemas, el tiempo global en un esquema iterativo secuencial o inclusive que en los que sólo se optimice un subsistema en cada paso temporal pueden resultar problemático. Para evitar este inconveniente, se utilizan métodos paralelos y no iterativos y hay propuestas como en [103] donde se propone un protocolo de comunicación basado en eventos, en el que la información local sólo se comunica si al hacerlo se consigue una mejora suficiente del rendimiento global del control. En particular, en esta Tesis doctoral se usa para desarrollar el DMPC el procedimiento tradicional para que el control local a través de los pasos del diseño incorpore la información de su vecindad, pero luego es

operado desde el punto de vista de la configuración del control local del compensador de tensión y se comparan con esquemas no iterativos así como también a eventos.

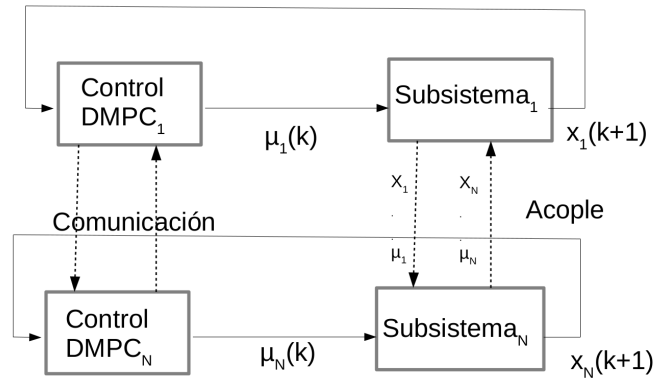


Figura 2.24: Estructura de control distribuido con DMPC

Como se ha mencionando, en el caso del DMPC, para llegar a la solución óptima aproximada a la proporcionada en el enfoque centralizado, debe ejecutarse un proceso iterativo. Aunque a priori puede constituir una desventaja, el uso de una arquitectura distribuida correctamente diseñada, coordinada y distribuida tiene tres ventajas principales en comparación con un enfoque centralizado. En primer lugar, se minimizan los costes de comunicación y los retrasos. En segundo lugar, se reducen los datos de entrada en el controlador, por lo que se puede conseguir una respuesta más rápida a la hora de resolver el problema, que incluso permitiría ejecutar la solución con mayor frecuencia. El tiempo de cálculo de este algoritmo local es menor que el asociado al enfoque centralizado. Además, es menos dependiente del número de unidades que hay que controlar, por lo que la escalabilidad se puede alcanzar con los enfoques distribuidos. Un ejemplo de aplicación del DMPC es la propuesta en [92]. Se trata de un esquema coordinado de control distribuido de potencia activa y reactiva para parques eólicos basado en el consenso de DMPC, aplicada al despacho óptimo de la potencia activa de los aerogeneradores y al control de las tensiones dentro del parque eólico. Por último, el control distribuido DMPC puede ajustarse a la falta de disponibilidad de datos por cuestiones de privacidad o problemas técnicos en la infraestructura haciendo que la vulnerabilidad del control se restrinja a un área más pequeña, lo que puede ayudar a incorporar técnicas de protección y supervisión ciberseguras. Por ejemplo, en [104] se presenta un DMPC que se basa en las características de la máquina para decidir sobre los parámetros que se usan en la configuración de las unidades de GD, incluyendo aerogeneradores.

Hay una variedad de aplicaciones recientes de esta técnica de control distribuido como el caso de [105], donde se presenta un DMPC aplicado al nivel secundario de las microrredes. Las referencias consultadas muestran la importancia de aplicar

métodos de descomposición en la formulación y diseño del DMPC que permitan al problema local heredar la dinámica que garantice la estabilidad de todo el sistema.

2.6.2. Control basado en teoría de juegos para control de tensión

La teoría de juegos es una técnica matemática que sirve para resolver problemas en los cuales hay varios actores tomando decisiones, y los mismos tienen en cuenta las decisiones que toman o creen que van a tomar los otros actores del problema. Esta manera de ver la interacción entre los participantes se asemeja a la que se utiliza para analizar un juego de estrategia, en el cual cada jugador elige sus movimientos pensando en las reacciones de sus rivales. La teoría de los juegos es quizás la única área de la matemática cuyo desarrollo estuvo inspirado en la temática de las ciencias sociales, en vez de estarlo en la de las ciencias físicas o naturales. Su importancia se verifica en el hecho de que entre sus pioneros se cuentan dos de los matemáticos más importantes del siglo XX, como lo fueron Borel (1921) y Von Neumann (1928). Sus aplicaciones principales a problemas económicos comienzan a partir de la contribución de Nash (1951), quien propuso el concepto de equilibrio que lleva su nombre. Expresado de otra forma, la teoría de juegos es un método matemático para analizar *circunstancias calculadas* en las que el éxito de un individuo depende de las elecciones de los demás [106]. Los conceptos bases son los siguientes [107, 108]:

El jugador. En la teoría de juegos se asume que los jugadores que participan en el juego son racionales. Racionalidad significa que los individuos que participan en el juego son conscientes de las estrategias y opciones de las que disponen, lo que les ayuda a decidir la mejor estrategia que pueden aplicar para obtener el resultado deseado. Los jugadores son generalmente una entidad, individuo, compañía, nación, animal, etc y se necesitan por lo menos dos jugadores para desarrollar un juego.

El juego. Un juego es el conjunto de todas las reglas utilizadas para describir las circunstancias calculadas que estudia la teoría de los juegos. Esto permite reducir la situación original a una descripción o modelo matemático.

La partida. Una partida corresponde a cada instancia particular en la que se juega el juego (desde el principio hasta el final).

La jugada. Es la ocasión de una elección entre varias alternativas, que debe ser realizada por uno de los jugadores, o por algún dispositivo sujeto al azar, en condiciones precisamente prescritas por las reglas del juego.

La estrategia. Una estrategia es una preferencia y/o regla seguida por cada jugador para seleccionar una alternativa. La diferencia entre la estrategia y el juego es que la estrategia se decide libremente por los individuos y puede ser

aceptada o rechazada en función de la racionalidad de los individuos. El juego establece reglas que son mandatos absolutos y no se pueden infringir.

La elección. Una elección es la alternativa seleccionada en una jugada según la estrategia.

Los juegos pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios:

- Por el número de jugadores: los juegos pueden ser bipersonales o N -personales. No es trivial la diferencia, ya que hay determinadas opciones que pueden darse en los juegos con más de dos jugadores que no pueden darse solo con dos, como las coaliciones o alianzas.
- Por el número de estrategias de los jugadores: pueden ser juegos finitos si los conjuntos de estrategias son finitos o infinitos en caso contrario.
- Por su evolución en el tiempo: pueden ser juegos estáticos o dinámicos, entendiéndose por juego dinámico aquel en el que en el transcurso del juego existe una ganancia de información por parte de algún jugador.
- Por la relación de intercambio información entre jugadores [107, 109, 108]: los juegos pueden ser no-cooperativos y cooperativos. Los no-cooperativos se basan en decisiones estratégicas de jugadores individuales que intentan aumentar sus ganancias, sin tener en cuenta los efectos de sus decisiones en los resultados de otros jugadores. La palabra "no cooperativo" no siempre significa que los jugadores no cooperen entre sí, sino que las decisiones tomadas por los jugadores deben reforzarse a sí mismas sin que exista comunicación entre los jugadores implicados en el juego. Por el contrario, en los juegos cooperativos, los jugadores se comunican entre sí. Tiene dos partes: la negociación de Nash y el juego de coalición. La primera es donde los jugadores acuerdan la condición bajo la cual van a cooperar y la segunda es la formación de las coaliciones o establecimiento de las alianzas.
- Por la variación de la utilidad del conjunto de jugadores: pueden ser juegos de suma no constante, que quiere decir que en el propio juego se genera o pierde riqueza del conjunto, o de suma constante, que supone que hay una cantidad a repartir y el problema es cómo se hará ese reparto. Un caso particular de este último tipo de juegos son los juegos de suma nula o suma cero, en los que la riqueza del conjunto es cero, y por tanto toda la ganancia de un jugador es pérdida del otro.
- Por la cantidad de información de la que disponen los jugadores: pueden ser juegos con información completa, es decir, la función de ganancias de cada jugador es conocida por todos los jugadores, o juegos con información incompleta, en cuyo caso un jugador al menos no conoce las ganancias de otro

jugador. Un ejemplo de esta última configuración es una subasta donde un jugador no sabe lo que el otro está dispuesto a pagar por el bien subastado.

- Por la cantidad de información que adquieren durante el juego: en juegos dinámicos o repetidos, se dice que el juego es de información perfecta si en cada momento el jugador que tiene que decidir conoce la historia completa de todas las decisiones tomadas hasta ese momento. En otro caso, se dice que es un juego con información imperfecta.
- Por el orden de juego: las jugadas pueden ser simultáneas o pueden aparecer de forma Secuencial. En juegos de forma normal, los jugadores mueven/actúan simultáneamente. Si el conjunto de estrategias es discreto y finito, el juego puede ser representado por una matriz $N \times M$ en la cual un jugador tiene N acciones posibles y el otro tiene M acciones posibles. En un juego así, los pares de utilidades o pagos pueden ser representados en una matriz y el juego es fácilmente analizable. Un juego en forma extensiva especifica el orden completo de movimientos a través de la dirección del juego, generalmente en un árbol de juego.

Matemáticamente, un juego se define como la tupla $(N, \{\Omega_i\}_{i \in N}, \{\phi_i\}_{i \in N})$, donde $N = 1, \dots, M$ es el conjunto de jugadores, Ω_i es un conjunto finito de posibles acciones del jugador i , y $J_i : \Omega_1 \times \dots \times \Omega_M \rightarrow R$ es la función de pago del i -ésimo jugador, $\Omega = \Omega_1 \times \dots \times \Omega_M$ es el conjunto de las posibles acciones colectivas y $\omega \in \Omega$ es un perfil de acciones de todos los jugadores (estrategias de todos los jugadores). Con ello, ω_{-i} se escribe como el perfil de todos los jugadores menos el jugador i -ésimo. Otra forma de escribir el perfil de acciones o la estrategia usada por los jugadores es $\omega = (\omega_i, \omega_{-i})$ y así $J_i(\omega)$ y $J_i(\omega_i, \omega_{-i})$ son el pago o la utilidad asignada a la estrategia y $\omega_{-i} = \prod_{j \neq i} \omega_j$ es el conjunto de todas las posibles acciones colectivas menos las del jugador i -ésimo [110, 111].

Una estrategia $\omega^* \in \Omega$ se dice que ha alcanzado un equilibrio de Nash puro si para cada agente $i \in N$, $J_i(\omega_i^*, \omega_{-i}^*) = \max_{\omega_i \in \Omega_i} J_i(\omega_i, \omega_{-i}^*)$

La teoría de juegos es el estudio de los problemas de decisión en los que hay múltiples responsables y la calidad de la elección de un responsable depende tanto de esa elección como de las elecciones de los demás. Aunque la teoría de juegos se ha estudiado sobre todo como paradigma de modelización en las ciencias sociales y matemáticas, existe una estrecha relación con los sistemas de control, ya que un controlador puede considerarse una entidad con capacidad de decisión. En consecuencia, la teoría de juegos es pertinente en entornos con múltiples controladores que interactúan.

Hay tres temas específicos de la teoría de control en los que la teoría de juegos ha desempeñado un papel importante:

- Juegos de suma cero, en los que los dos jugadores que compiten son un controlador y un entorno adverso.
- Juegos de equipo, en los que varios controladores persiguen un objetivo común pero tienen acceso a información diferente.
- Control distribuido, en el que tanto un juego como reglas adaptativas en línea están diseñados para permitir que subsistemas distribuidos que interactúan alcancen un objetivo colectivo.

Esta Tesis doctoral se enfoca en el control distribuido. Para entender los conceptos explicados anteriormente, se muestra la Figura 2.25, que se asocia a un sistema eléctrico y a juegos no cooperativos. Como se ve en la Figura, las restricciones y el modelo definen la estrategia a aplicar que a su vez dependen de las acciones aplicadas por el vecino y el estado del sistema. El control para esa estrategia determina la acción que optimiza la función de utilidad.

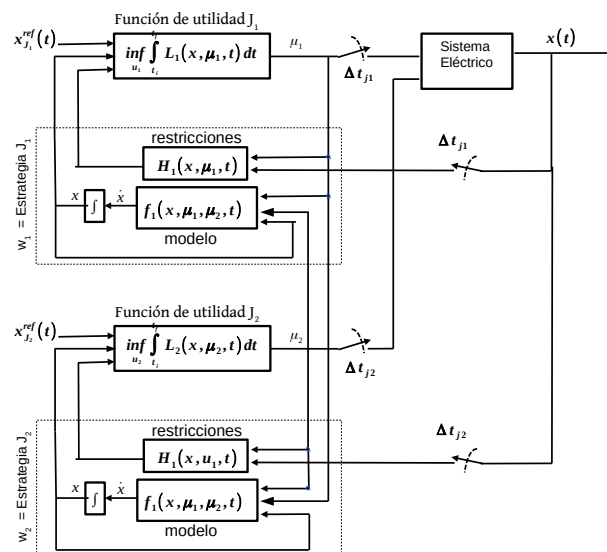


Figura 2.25: Estructura de control distribuida basado en juegos no cooperativos

En el contexto de la ingeniería eléctrica, la teoría de juegos cooperativos se ha probado cuando se requieren funciones de consenso. Por ejemplo, en [29], los autores utilizan la teoría de juegos cooperativos para modelar y optimizar conjuntamente la

reserva de potencia reactiva y el perfil de tensión a nivel regional de forma distribuida, pero es un proceso lento. La propuesta no aborda el rendimiento de los controles a nivel primario. En [30], los autores consideran las zonas de acoplamiento como jugadores para desarrollar un modelo de juego cooperativo. En este caso, los jugadores buscan una alianza para mejorar el rendimiento basando el juego en coaliciones. El diseño del algoritmo no se centra en el dispositivo sino en el conjunto de dispositivos de una zona para establecer las coaliciones, lo que hace que el control sea lento para responder a eventos rápidos. Como puede observarse, los juegos cooperativos dan lugar a tiempos de respuesta elevados. Por otro lado, los juegos no cooperativos ya se ha propuesto para la gestión de activos de red, como en microrredes [112, 111, 113], en estaciones de carga de vehículos eléctricos híbridos [114, 115] o para la gestión de la congestión [116].

Los juegos no cooperativos son el enfoque más utilizado para la estabilidad de la tensión, según lo identificado por [117]. El trabajo de [27] establece el objetivo de minimizar la potencia reactiva inyectada en la red para controlar la tensión. Con un juego no cooperativo, se coordinan generadores, transformadores de cambio de toma en línea y compensadores reactivos en derivación para conseguir este objetivo. En primer lugar, se establece un árbol jerárquico de forma que los generadores se sitúen en la parte superior, después los transformadores se colocan en las ramas intermedias y, por último, los compensadores se sitúan en las hojas. De forma centralizada, se recogen todas las acciones de los elementos y se define el conjunto de las posibles estrategias globales (acciones a ejecutar por todos los elementos) con límites de tensión válidos. Desde la parte inferior del árbol y subiendo hasta la raíz, cada elemento decide cuál de las potenciales estrategias globales le hace contribuir con la menor cantidad de potencia reactiva para realizar el control de tensión. Las demás estrategias globales que no cumplen este requisito se suprimen del conjunto y el elemento superior del árbol continúa el proceso hasta que la raíz conoce la configuración final. Se puede observar que se requiere una entidad centralizada para definir las estrategias globales por lo que el algoritmo no es totalmente distribuido, aunque se aplique por zonas. Una limitación similar se detecta en [28], donde un operador del sistema debe trabajar en el algoritmo de control para informar a los agentes sobre las estimaciones de la potencia recogida por las fuentes de energía renovables. El algoritmo basado en teoría de juegos coordina transformadores y compensadores estáticos. También, con un enfoque totalmente distribuido, las fuentes de energía renovables se utilizan en [32] como inyectores de energía. Los nodos deciden cuánta energía deben suministrar estas fuentes en función de unos objetivos económicos y técnicos. Con un enfoque teórico de juegos, los nodos llegan al conjunto óptimo de decisiones de forma distribuida. En cada iteración, los nodos actualizan su tensión potencial a fijar e intercambian esta decisión con sus vecinos. El trabajo se limita a redes de corriente continua. Esta técnica no se ha estudiado aún para la coordinación totalmente distribuida de STATCOMs o compensadores de tensión similares en redes de transporte de AC. En el caso de la regulación de tensión, en el modelo

y en las restricciones se incorporan las particularidades de cada compensador y en la función de utilidad los pagos o ganancias que se desean alcanzar. La Tabla 2.4 muestra un resumen comparativo de algunas contribuciones de control distribuido de tensión basado en Teoría de juegos para redes de transporte.

Tabla 2.4: Comparación de las estrategias basada en teoría de juegos

Referencia	Sistema de prueba	Jugador	Algoritmo	Tipo de consenso	Nodos vecinos	Plug and play
[27]	IEEE-39	Energías renovables	No cooperativo extensivo	Equilibrio Nash	✗	✓
[29]	IEEE-39	Generadores o Regiones	Juegos cooperativos	Valor Shapley	✗	✓
[30]	IEEE-39	Generadores Áreas	Juegos no cooperativos Cooperativo	Termino consenso Equilibrio Nash	✗	✓
[32]	IEEE-14 DC	Energías renovables	No cooperativo	Equilibrio Nash	✓	✓

En [117], se realiza un análisis de aplicaciones de la teoría de juegos para la regulación de tensión. Entre las mencionadas, destacan las siguientes. En [111] utilizan un juego no cooperativo de forma extensiva entre los dispositivos usados para controlar la potencia reactiva. Se aplica este tipo de juego para reducir la inyección de potencia reactiva cuando se ejecutan acciones de control de la tensión y así garantizar que la tensión se encuentre dentro del rango requerido. Los jugadores son los reactores en derivación, los compensadores estáticos de VAR y los cambiadores de tomas en carga OLTC. La retribución de cada jugador viene determinada por la cantidad de potencia reactiva inyectada por el dispositivo. Los autores presentan dos enfoques teóricos del juego. En el primer juego, la secuencia de acciones de los jugadores es en el orden generador-OLTC-compensador. Este juego ilustra que la inyección de potencia reactiva se reparte entre los compensadores. Por lo tanto, la demanda de potencia reactiva de los generadores disminuye. Por el contrario, en el segundo juego, la inyección de potencia reactiva se reparte entre los generadores aliviando la demanda de potencia reactiva de los compensadores. Los resultados muestran que la utilización del enfoque teórico de juegos reduce la inyección de potencia reactiva además de disminuir las pérdidas de potencia de todo el sistema.

En [118], plantean un juego no cooperativo entre los propietarios de las instalaciones fotovoltaica que los incentiva a participar en la regulación de la tensión de forma coordinada. La coordinación se realiza a través de un mecanismo de fijación de precios. Su objetivo es minimizar el coste para mantener la estabilidad de la tensión, maximizando al mismo tiempo el beneficio de los propietarios de los sistemas fotovoltaicos, quienes compiten por la prestación del servicio de regulación de tensión. Por otro lado, en [119], los autores formulan un juego entre nodos en una red HVDC

que influyen en la estabilidad de la tensión a través de la potencia que producen. El enfoque consiste en que el problema general de optimización del despacho de energía se resuelve localmente en cada nodo. Cada uno tiene como objetivo minimizar las desviaciones de tensión, la potencia extraída de la red y las pérdidas en su entorno. Dado que hay influencia mutua entre los nodos, a través de las decisiones que van tomando, se actualizan sus decisiones de forma iterativa hasta alcanzar un equilibrio.

En el entorno de microrredes, en [120] se propone un juego diferencial no cooperativo entre inversores para mejorar el comportamiento de la tensión durante un transitorio en microrredes AC descentralizadas. En [121], se plantea un juego de Stackelberg para resolver un problema de despacho de energía entre generadores, que son los líderes, y microrredes con capacidad de generación, que son los seguidores. Los generadores lideran determinando su generación de energía, y las microrredes les siguen fijando su generación de energía. La función de costes de los jugadores incluye los costes de generación y las penalizaciones por desviaciones de la tensión.

Estos trabajos muestran que el diseño de estrategias de control distribuido puede deducirse a partir de la teoría de juegos, en la que los compensadores se modelan como jugadores en un juego con funciones de utilidad diseñadas. Puede usarse el equilibrio de Nash como una meta, considerando llegar al equilibrio como un resultado asociado al aprendizaje distribuido, en el que los subsistemas individuales ajustan su comportamiento a lo largo del tiempo en respuesta a la información relativa a su función de utilidad diseñada y al comportamiento de los demás subsistemas.

Capítulo 3

Contribuciones Científicas

La revisión del estado del arte muestra que es fundamental desarrollar algoritmos y métodos para la regulación de tensión que faciliten la integración de todos los componentes de las redes modernas como la generación distribuida, fuentes de energía renovable interconectadas, sistemas de almacenamiento de energía y cargadores de vehículos eléctricos. En este nuevo paradigma de redes eléctricas, los cambios de cargas y generación afectan a todos los niveles incluyendo la red de transporte. Precisamente, en la literatura científica se ha observado que las contribuciones al control de tensión aplicadas a las redes de transporte, son escasas. Sin embargo, la integración de grandes parques de energías renovables a este tipo de redes, hace necesario considerar estas técnicas también en este ámbito.

Algunos de estos grandes parques de energías alternativas hacen uso del STATCOM para cumplir con los requisitos de calidad de la energía. En esta Tesis doctoral, el objetivo principal es, el de diseñar algoritmos eficientes de control distribuido para la coordinación de compensadores de tensión, enfocado especialmente en el STATCOM para redes de transporte. Para alcanzar este objetivo global ha sido necesario determinar cuáles son los equipos de compensación y evaluar los actuales paradigmas y metodologías en la compensación de tensión y en la coordinación de estos equipos. Este objetivo, se ha alcanzado a través de los objetivos específicos que se describen a continuación.

El primero objetivo fue conocer el estado del arte de la compensación de tensión para sistemas de transporte. Para esto los dispositivos FACTS fueron analizados, sus características y aplicaciones en la regulación de tensión. Este análisis permitió determinar el dispositivo más apropiado como compensador de tensión y el grado de participación de las energías alternativas en la estabilidad y compensación de la tensión. También fue indispensable el estudio de las herramientas matemáticas usadas en la descomposición y optimización de sistemas, así como las actuales técnicas de coordinación de compensadores de tensión, explorando la filosofía de control multi-área y la relación entre los objetivos y las estructuras jerárquicas de control de

tensión. La información recopilada fue oportuna para contribuir con la publicación de un capítulo sobre sensores de tensión en la siguiente enciclopedia:

- César Contreras, Alicia Triviño, Inmaculada Casaucao, 2023. “Voltage sensors”. En: Jorge García. (Ed.), *Encyclopedia of Electrical and Electronic Power Engineering*, vol. 1. Elsevier, Oxford, pp. 256–263.

El segundo objetivo consistió en el diseño, implementación y evaluación en el laboratorio de un método simple de bajo coste para el control interno del STATCOM. Este dispositivo FACTS fue seleccionado en esta Tesis doctoral como el más apropiado en la compensación de la tensión. El diseño se orientó a la evaluación de la factibilidad de implementar los controles en medios electrónicos de bajo coste, cumpliendo con las normas de calidad en términos de armónicos.

A partir del estudio de las características y aplicaciones de los actuales dispositivos FACTS para la compensación de tensión, se procedió al modelado del dispositivo y de los métodos de conmutación, a partir del cual se implementaron varias técnicas de conmutación. Producto de ese trabajo fue posible diseñar un método simple, basado en máquinas de estados finitos para la generación de la secuencia de disparo de los conmutadores del convertidor de corriente continua a corriente alterna (DC/AC) de un STATCOM que sirve para comprender la forma en que opera y se controla este compensador en una red de transporte para el control de la tensión. Los resultados obtenidos sirvieron como contribución en la publicación de un artículo en revista internacional y en la participación de un congreso internacional. Estas contribuciones de presentan a continuación:

- Contreras, C.; Quirós, J.C.; Casaucao, I.; Triviño, A.; Villagrasa, E.; Aguado, J.A. “STATCOM Switching Technique Based on a Finite-State Machine”. *Electronics MDPI*, 2023, 12, 1481. <https://doi.org/10.3390/electronics12061481>. Índice JCR (2021): 2.69 - Q3
- César Contreras, Alicia Triviño, José A. Aguado. “Simpler STATCOM operation based on PWM with a finite-state machine”. *2022 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2022 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I & CPS Europe)*, 2022, pp. 1-6.

El tercer objetivo fue llevar a cabo la identificación del potencial de los algoritmos de control distribuido como el DMPC y los basados en teoría de juegos para la coordinación de compensadores de tensión. Tras la revisión del estado del arte, se formularon técnicas que reducían la comunicación entre otros componentes, mejorando las prestaciones con respecto al control centralizado. Luego se sometieron a la evaluación de sus prestaciones, desarrollando el código necesario para hacer las

simulación en redes de prueba, siendo esto parte de el cuarto objetivo.

Resultaron varios aportes en estos dos últimos objetivos. Uno con respecto a la metodología de diseño de los controles locales. Ya que con la aplicación de la descomposición y la sensibilidad fue posible que la información del entorno del control centralizado se incorporada en el control local propuesto. Otro desde el punto de vista del diseño, ya que se describió detalladamente la formulación para la síntesis de los controles locales, a partir de un problema global hasta llegar a dos algoritmos de control local, fáciles de implementar: uno basado en control predictivo y el otro en juegos no cooperativos. Y como la función de optimización es un elemento común entre el control óptimo, control predictivo y la Teoría de Juegos, los métodos de solución usados fueron los mismos. La novedad de esta contribución es que los diseños responden a controles locales con la capacidad de determinar su respuesta en función del efecto que los controles vecinos tienen sobre los nodos que pertenecen a su área de influencia. En las dos soluciones abordadas para el control distribuido, el problema local consiste de una función que minimiza la desviación de tensión de los nodos de influencia del control. Las restricciones del problema local corresponden con el modelo de la dinámica de la tensión en los nodos de la red de influencia del control y el límite de operación del control. El modelo se determina a partir de la sensibilidad de estos nodos con respecto al nodo del controlador. A partir del diseño propuesto de los algoritmos, se demostró la viabilidad de usar un esquema "plug-and-play" donde sólo se requiere el estado de la red y no la dinámica de los compensadores. Por lo tanto, los controles originales no se modifican y la aplicación es independiente del tipo de unidad de generación o compensación. Este conjunto de aportes fueron divulgados en dos artículos de revistas internacionales cuyas referencias son las siguientes:.

- César Contreras, Alicia Triviño y José A. Aguado. "Distributed Model Predictive Control for voltage coordination of large-scale wind power plants", en: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 143 (2022), pág. 108436. ISSN: 0142-0615. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108436>. url:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522004422>. Índice JCR (2021): 5,659 - Q1
- C. Contreras, A. Triviño and J. A. Aguado, "A Game-Theoretic Approach for the Effective Distributed Coordination of STATCOMs", en *IEEE Access*, vol. 11, pp. 27730-27738, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3258190. Índice JCR (2021): 3,476 - Q2

A continuación, se describen los retos abordados por las publicaciones en revistas de impacto, haciendo especial mención a las contribuciones de cada una de ellas. El orden en el que se describen no corresponden con el orden temporal en el que se han publicado, sino con el proceso de investigación seguido durante la Tesis Doctoral.

3.1. Técnica de conmutación de STATCOM basada en Máquina de estados Finitos

Los STATCOMs regulan la tensión a través de la inyección o consumo de corriente de manera controlada. Para lograr este objetivo, los STATCOMs utilizan un VSC, tal y como se describe en el Sección 2.3.2. En el contexto de la electrónica de potencia, un VSC designa un tipo de circuito de conversión de potencia que funciona a partir de una fuente de tensión continua (CD) y la convierte en tensión alterna (CA). Este circuito está constituido de interruptores semiconductores, controlables, lo que significa que pueden encenderse y apagarse en el momento deseado. Algunos de estos semiconductores son GTO, IGCT y IGBT. La fuente de tensión de CD más sencilla para un VSC pueden ser un banco de baterías, celdas solares fotovoltaicas y una fuente de tensión alterna, una vez rectificadas en continua, como la de un aerogenerador.

El método mediante el cual se controla la conmutación de estos dispositivos tiene un impacto en la calidad de la señal generada así como en las pérdidas del convertidor. Se han estudiado y aplicado una gran variedad de métodos para generar la señales de conmutación. Entre estos métodos de control habitualmente se emplean el PWM y SVM. En este trabajo, se aborda la implementación en dispositivos de bajo coste de la técnica de modulación SVM para la generación de la secuencia de conmutación de los conmutadores del VSC. De acuerdo a esta técnica, se vincula un vector de referencia en el plano $\alpha - \beta$ con las señales trifásicas a generar. El vector de referencia se desplaza en el plano con una frecuencia de conmutación. En este artículo para simplificar la implementación de esta técnica se usaron cinco máquinas de estados finitos que se obtuvieron con la siguiente metodología. Se analizaron en primer lugar las conmutaciones necesarias de los transistores del inversor para identificar así patrones temporales de comportamiento, en cada uno de los sectores. En este paso, se identificaron cuatro diagramas de tiempo T_1 , T_2 , T_3 y T_4 , que se repiten en todos o en parte de los 6 sectores considerados en el plano $\alpha - \beta$ del SVM. Para cada patrón temporal, las conmutaciones del transistor al que está asociado se efectúa en instantes de tiempo diferentes, siendo estos tiempos una función de las variables T_a , T_b y T_0 . En segundo lugar se diseñó una quinta máquina de estado donde cada estado corresponde a un sector. En la Figura 3.1, se muestra las máquinas de estado finitas que modelan los diagramas de tiempo de los cuatro patrones temporales mientras que la Figura 3.2 presenta la máquina de estados finitos que modela los patrones de conmutación conforme el vector de referencia va desplazándose por los sectores.

Las contribuciones de este trabajo son las siguientes:

- Proponer un mecanismo eficaz y sencillo para proceder a la conmutación del VSC basado en SVM. El método se apoya en un FSM, lo que permite su imple-

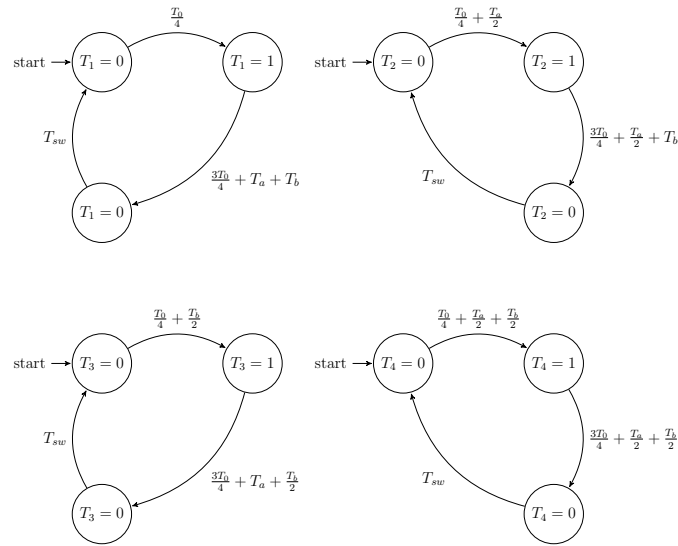


Figura 3.1: Máquina de estados finitos para modelar los patrones de tiempo

mentación en microcontroladores actuales con limitaciones computacionales y de memoria.

- Análisis de los efectos del filtro de banda paso bajo en el método propuesto.
- Estudio basado en simulación del comportamiento del controlador cuando se producen cambios en las características principales de la red o en los comandos del STATCOM.
- Evaluación de la eficacia del controlador propuesto en comparación con el PWM y el SVM convencionales. Con énfasis en la distorsión armónica y en el cumplimiento de la norma ANSI/IEEE-519.
- Definir una estrategia óptima del control para que pueda ser ejecutado en un microcontrolador de bajo coste, ampliamente disponible en el mercado.
- Evaluar el control propuesto con una prueba de concepto en el laboratorio. Haciendo énfasis entre los datos de la simulación y los experimentales.

La implementación de la máquina de estados finitos debe efectuarse con una estrategia específica para que sea posible generar las señales de control a través de microprocesadores de bajo coste. Por esta razón se usó el ESP8266, que es un microprocesador de bajo coste disponible con facilidad. El microcontrolador tiene un microprocesador RISC L106 de 32 bits a 160 MHz, con 32 kB de RAM para instrucciones y 80 kB de RAM para datos. Además, posee 17 pines de entrada/salida de propósito general y protocolos de comunicación wifi, SPI, I2C y UART.

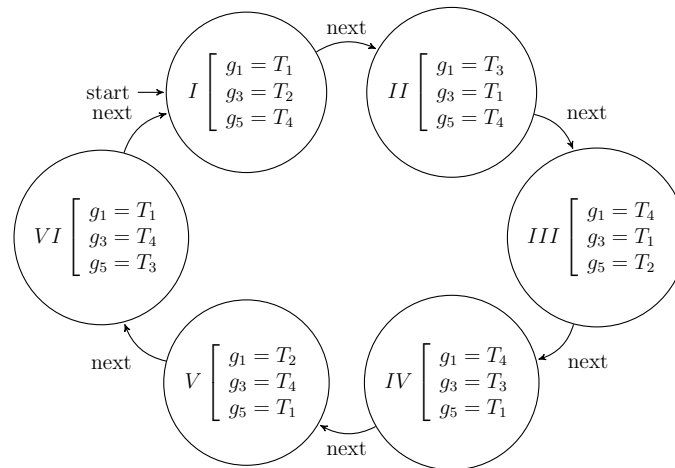


Figura 3.2: Máquina de estado finita empleada para generar los patrones de conmutación para cada sector

Para la aplicación de SVM en el STATCOM, se necesita generar una señal de 50 Hz con una frecuencia de conmutación de 2 kHz. Esto implica que los cambios en la V_{ref} deben realizarse cada 500 μ s. Por lo tanto, es necesario diseñar una estrategia que sea compatible con las características del microcontrolador considerado. En primer lugar, a partir de una codificación directa del MEF, se han identificado las instrucciones y rutinas que consumen más tiempo para optimizar su ejecución con una programación alternativa. En concreto, se han efectuado las siguientes acciones:

- Cálculo previo y almacenamiento de los tiempos T_a y T_b . En cada posición del vector de referencia, el valor de estos dos parámetros cambia. Específicamente, estos dos parámetros se calculan a partir de operaciones trigonométricas, que consumen un tiempo considerable. De hecho, se midió cuánto tardaba el microcontrolador ESP8266 en realizar estas operaciones y eran 300 μ s, tiempo que está próximo al periodo de conmutación de la aplicación. Con el cálculo previo y el almacenamiento inicial, se evita esta restricción temporal.
- Eliminación de ciclos o lazos innecesarios que suman tiempo extra a la ejecución del programa principal. Estos lazos están asociados a las funciones que generan los diagramas temporales T_1, T_2, T_3 y T_4 individualmente. Hemos reagrupado las cuatro máquinas de estado finitos en un mismo lazo.
- Simplificación de cálculos redundantes. Por ejemplo, en la codificación típica de la modulación SVM, el tiempo se calcula en cada iteración y a partir de ahí, hay que determinar el sector en el que se sitúa V_{ref} para que se ejecuten las operaciones correctas. Esta operación puede simplificarse ya que la posición de V_{ref} en dos iteraciones consecutivas está en el mismo sector o se ha desplazado al sector siguiente. La mayoría de las operaciones sencillas pueden ejecutar para comprobar si la tensión de referencia ha cambiado al siguiente sector.

Para evaluar las prestaciones de la técnica de conmutación propuesta en esta Tesis, se ha implementado junto con otros dos métodos conocidos en un prototipo de laboratorio. En la Figura 3.3 se ilustra la configuración de laboratorio, que consiste en un conjunto de módulos incluyendo los IGBTs conformando así un inversor trifásico. Estos módulos disponen de todos los elementos de seguridad necesarios, como protecciones contra cortocircuitos y sobretensiones. Además, estos módulos tienen también los controladores necesarios para activar correctamente los conmutadores IGBT.

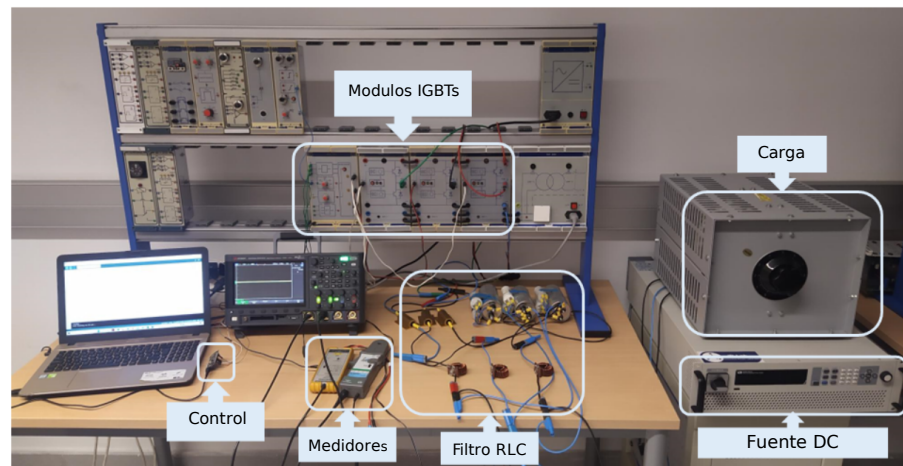


Figura 3.3: Banco de pruebas en el laboratorio

Los VSC son usados en los STATCOMs y el rendimiento de este tipo de sistemas está muy influenciado por la técnica de conmutación utilizada. En esta Tesis de doctora se ha propuesto un SVM basado en una Máquina de estados finitos (SVM-MEF). Este se basó en conceptos sencillos fáciles de entender e implementar en los microcontroladores que aporta robustez a bajo costo. Los resultados experimentales realizados y comparados con otras técnicas como WM o SVM con respecto a la tensión efectiva de carga y la distorsión armónica muestra que cumple dos de los objetivos del estudio de los modos de operación: menor THD y simplicidad de implementación, es decir, menor tiempo computacional y memoria requerida. También se ha analizado el comportamiento con cambios en las características y objetivos de la red. Se han podido observar algunos efectos transitorios de la no linealidad del método propuesto. Los valores de THD encontrados estuvieron dentro del rango de valores establecidos como máximos en la IEEE Std 519.

Estos resultados prueban que con respecto al control de tensión la técnica propuesta es adecuada.

Contreras, C.; Quirós, J.C.; Casaucao, I.; Triviño, A.; Villagrasa, E.; Aguado, J.A. “STATCOM Switching Technique Based on a Finite-State Machine”. *Electronics MDPI*, 2023, no. 12: 1481. <https://doi.org/10.3390/electronics12061481>.

Abstract: The Voltage Source Converter (VSC) is the basis of STATCOMs and other power systems. It is composed of a three-phase inverter in which the activation of the switching devices must be controlled to generate the intended signals. The control technique used to switch the power devices affects the performance of the converter in terms of harmonic distortion mainly. Although some complex modulation techniques have been proposed in the related literature, local controllers opt for simpler methods as they provide robustness and they ease the implementation. In this paper, we propose a simple but effective technique to switch the transistors of a three-phase inverter with a Space Vector Modulation (SVM) supported by a Finite-State Machine (FSM). With this model, the switching technique can be easily implemented in low-cost microcontrollers with reduced memory and computational resources if code optimisation is performed. With an electrical analysis, we have designed a low-pass band filter adequate for the proposed switching technique. In a laboratory prototype, the performance of this proposal is evaluated under static and dynamic conditions. When compared with other control techniques (classical SVM and PWM), we conclude that a similar harmonic distortion is achieved.

Keywords: voltage source converter; three-phase inverter; PWM; SVM; finite-state machine

3.2. Control coordinado distribuido de STATCOMs basado en modelo predictivo

Este artículo presenta un algoritmo basado en el control predictivo basado en modelo distribuidos (DMPC) para el control distribuido y coordinado de la tensión de las centrales eólicas. Con el enfoque propuesto, la magnitud de la tensión en el punto de conexión de los parques eólicos se controla de forma óptima para cumplir los requisitos de tensión. En un enfoque centralizado convencional, cada parque eólico sigue las señales de control establecidas por el Operador del Sistema de Transmisión, en cambio el DMPC responde localmente para mitigar las desviaciones de tensión sin las ordenes del control central. El problema se plantea como un problema de control óptimo, que se resuelve en cada instante de tiempo mediante optimización distribuida. Se propone un esquema de descomposición dual para resolver el problema de optimización distribuida en el que la magnitud de las tensiones de los nodos comunes se utiliza como término de consenso para la coordinación. Para hacer escalable este control, el DMPC propuesto se diseñó cuidadosamente de forma que no requiera ningún cambio en el control interno de las máquinas eléctricas, controles o compensadores. El algoritmo se probó en un sistema IEEE de 9 nodos con dos centrales eólicas y en un sistema IEEE de 14 nodos con tres centrales. En ambos casos, las centrales no están conectadas directamente. Tras un análisis del rendimiento y de los recursos computacionales consumidos por el algoritmo local, los resultados de las simulaciones confirman que el enfoque de control propuesto es adecuado para la coordinación de tensión de centrales eólicas con resultados escalables aceptables.

Las ecuaciones de FP desacopladas constituyen un modelo aproximado del sistema de potencia que relaciona el cambio en la magnitud de la tensión o la potencia reactiva en un bus determinado con el cambio en la magnitud de la tensión o la potencia reactiva en el resto de los nodos del sistema y puede detallarse mejor separándola en nodos controlables y no controlables a partir de la cual se puede obtener (3.1).

$$[\Delta Q_u(k)] = -[B_{uc}][\Delta |V_c(k)|] - [B_{uu}][\Delta |V_u(k)|] \quad (3.1)$$

donde los subíndices c , u y k se utilizan para indicar los nodos de tensión controlables y no controlables y el instante de tiempo, respectivamente, la susceptancia de la red se considera constante. $[\Delta Q_u(k)]$ es el vector de las potencias reactivas de los nodos no controlables en el instante k , $[B_{uc}]$ es la matriz de las susceptancias de las líneas que conectan los nodos controlables y no controlables, $[B_{uu}]$ es la matriz de las susceptancias de las líneas que conectan los nodos no controlables y $\Delta |V_c(k)|$, $\Delta |V_u(k)|$ son los vectores de las tensiones en los nodos controlables y no controlables respectivamente en el instante k .

También es posible a partir de (3.1) obtener la expresión (3.2) con la que se

puede calcular la tensión de los nodos no controlables en el instante $(k + 1)$ usando la tensión de los nodos controlables en ese mismo instante.

$$(\Delta |V_u(k + 1)|) = -(B_{uu})^{-1}(\Delta Q_u(k)) - (B_{uu})^{-1}(B_{uc})(\Delta |V_c(k + 1)|) \quad (3.2)$$

La estrategia de control obvia es seleccionar una acción de control (cambiar las consignas de los nodos controlables) para minimizar la desviación de tensión de los otros nodos $(\Delta V_u(k))$. Las variaciones de tensión son proporcionales a las variaciones de potencia reactiva donde $\Delta V = -B^{-1}\Delta Q$. Sin pérdida de generalidad, la ecuación quedaría de la siguiente forma:

$$[\Delta |V_u(k + 1)|] = -[\Delta V_u(k)] - [B_{uu}]^{-1}[B_{uc}][\Delta |V_c(k)|] \quad (3.3)$$

Para continuar con la misma notación usada en el campo de la teoría de control, se hacen los siguientes cambios de variable: $x(k) = \Delta V_u(k)$ y $\Delta V_c(k) = \mu(k)$. Así, la ecuación anterior es el modelo de predicción del control DMPC propuesto y puede expresarse como:

$$x(k + 1) = -x(k) - [B_{uu}]^{-1}[B_{uc}]\mu(k) \quad (3.4)$$

donde $x(k)$, $\mu(k)$ son el vector de variables no controlables y las acciones del controlador respectivamente.

Para que el algoritmo distribuido alcance el óptimo global, los controladores locales realizan varias iteraciones para decidir sus propios SP. Para cada iteración, cada controlador requiere información solo del conjunto de nodos dentro de su área de influencia (identificados por el parámetro de sensibilidad incluido en la función global). La interacción con otros controles se da sólo si algunos nodos pertenecen a ambas áreas de influencia. Así pues, solo los DMPCs que comparten nodos comunes intercambian información, siendo los valores de tensión de estos nodos las variables de negociación. Específicamente, en cada iteración, cada DMPC resuelve un problema de optimización que minimiza la desviación de los valores de tensión, la acción de control y la penalización sobre la diferencia de las variables de negociación de su zona. A partir de la acción de control obtenida en cada iteración, cada control calcula la desviación de la variable de negociación del nodo común y la publica. Estos valores se utilizan para estimar la acción de control aplicada por los otros DMPC de influencia. Este valor se utilizará en la siguiente iteración. A continuación, cada control compara su variable de negociación con la obtenida por otros controles con nodos comunes. El proceso finaliza cuando la diferencia de las variables de negociación está por debajo de un umbral o se ha alcanzado un determinado número de

iteraciones máximo.

El controlador distribuido propuesto sigue una estructura plug-and-play en la que el nuevo controlador se inserta en cualquier máquina operada a través de su SP. Cabe destacar que el controlador propuesto es válido para cualquier tipo de unidad de compensación o generación a gran escala (como los parques eólico o solares) gracias a las características antes mencionadas. El desplegar este control "plug-and-play" reduce los costes técnicos y económicos de la implementación, lo que también proporciona una solución escalable.

Las principales ventajas del algoritmo son:

- Se puede implementar fácilmente en los controladores originales de los compensadores. El algoritmo distribuido utiliza la tensión de sus nodos vecinos y sólo intercambia información con aquellos DMPC con los que tiene un nodo sobre el que deben llegar a un consenso.
- Los controladores originales de los compensadores no se modifican ya que es un esquema "plug-and-play". Tampoco es preciso modelar las ecuaciones específicas sobre la dinámica de la máquina, pero sí se requiere el estado de la red. Por esta razón es válido para múltiples tipos de unidades de generación a gran escala.
- La topología de la red es intrínseca al diseño, lo que permite considerarla en las decisiones del controlador. En concreto, utilizando esta información, se identifican los nodos que tienen más influencia sobre otros nodos y se reducen los datos de entrada del controlador al estado de estos nodos influyentes. Este enfoque minimiza la información que intercambian los controladores, lo que puede suponer una clara ventaja en términos de escalabilidad y seguridad de los datos.

Para evaluar las prestaciones del control propuesto, el algoritmo se programó en MATLAB/SIMULINK con el toolbox YALMIP y se implementó en los sistemas IEEE de 9 nodos e IEEE de 14 nodos, ilustrados en las Figuras 3.4a y 3.4b respectivamente. El primer sistema se modificó incorporando 2 parques eólicos con sus respectivos STATCOMS y en el segundo se consideró la instalación de 3 parques eólicos.

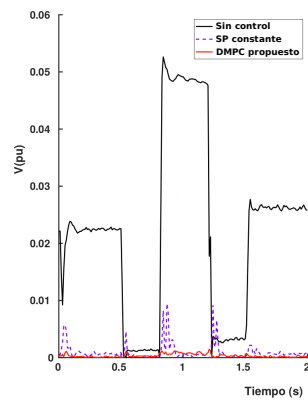
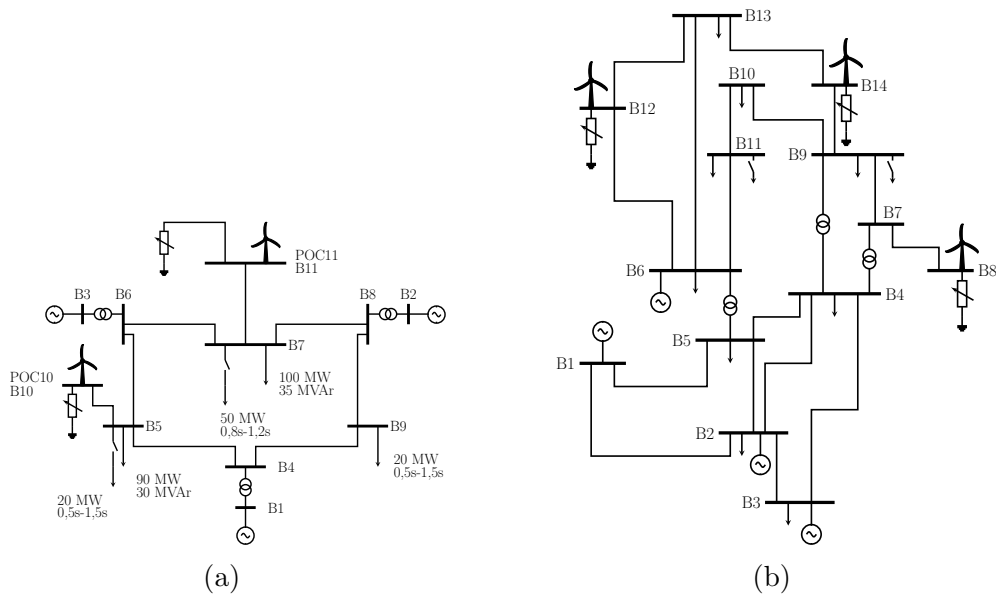
Las pruebas consistieron en introducir variaciones de la carga reactiva de algunos nodos PQ en ciertos instantes de tiempo y luego regresar a las condiciones iniciales. Para la carga inicial se determinaron los parámetros de los sistemas usando un algoritmo FP.

Se compararon las siguientes cuatro configuraciones de control:

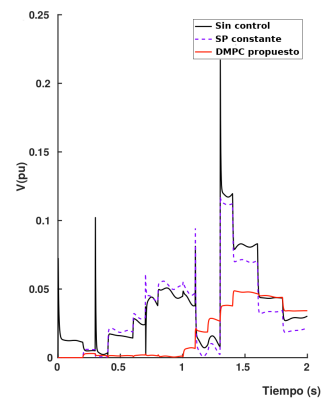
- Configuración 1, donde los nodos del parque eólico no tienen ningún control.
- Configuración 2 o control descentralizado. Se conectaron a los parques eólicos STATCOMs y con SP constante, es decir, la consigna es constante incluso cuando hay variaciones de la potencia reactiva consumida en los nodos. El valor inicial de las consignas la decide el ORT.
- Configuración 3. Control centralizado basado en control predictivo decide las consignas de los STATCOMs, cuando hay cambios en las potencias de los nodos y envía esos valores de consigna a los controles.
- Configuración 4, donde se aplica el DMPC propuesto en cada uno de los compensadores de tensión. El DMPC se ejecuta cada 200 ms. Cada vez que se ejecutan todas las iteraciones, se obtiene el valor de consigna local de cada control.

En las Figuras 3.4c y 3.4d, se muestra la dispersión de tensión de cada configuración respecto a los valores del control centralizado de cada sistema de prueba. Como se mencionó anteriormente lo más destacado es que si no se aplica ningún control, el sistema sufre una alta variabilidad de los niveles de tensión.

Las pruebas validaron el hecho de que el control propuesto reduce considerablemente la desviación de los valores de tensión de los nodos y que apoyan a los generadores durante las variaciones de potencia entregando la diferencia de las reservas de las plantas eólicas. Los resultados de la simulación muestran que el enfoque distribuido propuesto se aproxima correctamente a los resultados obtenidos por el control centralizado en ambos escenarios y al usarse en el sistema de prueba IEEE de 14 nodos se ha validado la escalabilidad de la solución.



(c) Sistema de pruebas de IEEE de 9 nodos



(d) Sistema de pruebas de IEEE de 14 nodos

Figura 3.4: Sistemas de prueba con parques eólicos y sus errores de dispersión de la tensión para los controles evaluados

César Contreras, Alicia Triviño y José A. Aguado. “Distributed Model Predictive Control for voltage coordination of large-scale wind power plants”, en: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 143 (2022), pág. 108436. ISSN: 0142-0615. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108436>.
url:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522004422>.

Abstract: This paper presents a Distributed Model Predictive Control (DMPC)-based algorithm for distributed and coordinated voltage control of wind power plants. Under the proposed approach, voltage magnitude at the point of connection of wind power plants is optimally controlled to meet voltage requirements. In a conventional centralized approach, each wind power farm tracks the control signals set by the Transmission System Operator but DMPC responds locally to mitigate the voltage deviations without the central commands. The problem is cast as one of optimal control, which is solved at every time step by a distributed optimization. A dual decomposition scheme is proposed to solve the distributed optimization problem where the voltages magnitude of the common nodes are used as a consensus term for the coordination. In order to extend the applicability of this control, the proposed DMPC is carefully designed in such a way that it does not require any change in the inner control of the electrical machines, controls or compensators. The algorithm has been tested on an IEEE 9-bus system with two wind power plants and on an IEEE 14-bus system with three power plants. In both cases, the plants are not directly connected. Following an analysis of the achievable performance and the computational resources consumed by the local algorithm, the results of the simulations confirm that the proposed control approach is suitable for the voltage coordination of wind power plants with acceptable scalable results.

Keywords: Distributed; Model predictive control; STATCOM; Wind power plants

3.3. Control coordinado distribuido de STATCOMs basado en Teoría de Juegos

La Teoría de Juegos se ha aplicado con éxito en el control de sistemas eléctricos por lo que uno de los objetivos de esta Tesis ha sido explorar la posibilidad de aplicar esta Teoría a la coordinación de STATCOMs. A diferencia de otras propuestas descritas en la literatura científica, se presenta una solución para redes AC.

El control distribuido propuesto se basa en un proceso de negociación formulado como un juego no cooperativo. Los jugadores son los STATCOMs que poseen nodos comunes. Cada STATCOM configura su propio SP a partir de la orden inicial enviada por el ORT. El controlador de tensión secundario, cuando detecta que la desviación de tensión superan el rango permitido, envía una señal para que los controles inicien una ronda de juego y decidan el incremento de los SPs. Durante una partida, cada vez que se termina una jugada, el STATCOM publica el SP del control decidido. El resto de los jugadores usará esta información para las siguientes rondas.

Para obtener la expresión del control local se realiza la descomposición por cada variable de control en lugar de proceder de la forma clásica por áreas. Así, cada STATCOM es un jugador en un juego no cooperativo, cada uno con sus propios objetivos individuales y no cooperan plenamente. Cuya función de utilidad y su relación con el incremento del SP, es decir ΔSP se ha formulado con la expresión (3.5). Para mantener la nomenclatura usada típicamente en la teoría de control, se ha sustituido ΔSP por μ .

$$J_i(\mu_i^{(k)}, \mu_{-i}^{(k)}) = \min_{\mu_i^{(k)}} \sum_{j=1/j \in \Omega_i}^m w_j \left[a\Delta V_j^{(k)} - S_{ij}\mu_i^{(k)} - \alpha_{-i}S_{-ij}\mu_{-i}^{(k)} \right]^2$$

$$\Delta SP_i^{min} \leq \mu_i^{(k)} \leq \Delta SP_i^{max} \quad \forall i \in \{1, N\}$$

$$J_i^{(k)} \leq J_i^{max} \quad \forall i \in \{1, N\} \quad (3.5)$$

El escenario del juego queda establecido con los siguientes elementos:

- Un conjunto de N jugadores o $STATCOM_i$, con $i \in \{1, 2, 3, \dots, N\}$.

- Un conjunto de estrategias para cada jugador. En este controlador, la estrategia para $STATCOM_i$ es la variación de la consigna ($\mu_i = \Delta SP_i$) que se determina para el propio controlador.
- J_i es la función de utilidad para cada $STATCOM_i$. Esta función de utilidad ayuda a identificar si la acción de control μ_i requiere de más ajustes, es decir, si el jugador continúa en el juego.
- El subíndice negativo $-i$ en la función de susceptibilidad S_{-ij} y la acción de control μ_{-i} se refieren al resto de los jugadores. Esta es una nomenclatura convencional en la Teoría de Juegos.
- El coeficiente α_{-i} lo usa el jugador i para ponderar el efecto de las acciones de los otros jugadores.

La meta del J_i de la ecuación del control en el $STATCOM_i$ (3.5) es minimizar la desviación de tensión de un conjunto de nodos $j \in \Omega_i$, que están en la vecindad de $STATCOM_i$. Esta condición viene determinada por el coeficiente de sensibilidad entre el nodo de control y el resto de los nodos de la red. Si uno o varios nodos (que forman el conjunto j) pertenecen a varios Ω_i , entonces esta condición hace que esos controles compitan formando un conjunto de jugadores \aleph_j .

Para un juego, los jugadores participan iterativamente hasta que la decisión se considera una solución final válida, es decir, la decisión no difiere de la anterior en más de un ϵ . Considerando los STATCOMs competitivos, se asume que un equilibrio de Nash es un conjunto deseable de decisiones. El equilibrio de Nash se alcanza cuando el resultado del juego es el mismo para un jugador, si todos los demás jugadores mantienen la misma estrategia. El juego termina, cuando se alcanza el equilibrio de Nash. En concreto, cuando la diferencia de las acciones en dos iteraciones consecutivas es menor de un umbral ϵ .

Para evaluar la eficacia del control, el algoritmo se implementa en MATLAB/P-SAT con la función de optimización "fmincon()" para el sistema de prueba IEEE de 14 nodos. El sistema de potencia es el mismo mostrado en la Figura 3.4b de la sección anterior. De igual forma se usaron las cuatro configuraciones del control: (i) Sin STATCOM instalado, (ii) STATCOMs controlado por un algoritmo centralizado, (iii) STATCOMs funcionando con SP constante y (iv) Ajuste dinámico del SPs con el control distribuido basado en la Teoría de Juegos, la propuesta formulada en esta Tesis. La salida del algoritmo centralizado se ha tomado como la solución óptima considerando que el algoritmo distribuido se ha diseñado correctamente si se aproxima a la solución del esquema centralizado. Para operar, el algoritmo distribuido requiere conocer los términos de sensibilidad, incluidos en la función $J_i(\mu_i^{(k)})$. En la Figura 3.5, se muestra la dispersión de la tensión en los nodos. Comparando la solución del algoritmo propuesto y la salida del algoritmo centralizado, se puede

comprobar que existen pequeñas diferencias. Esto confirma que la propuesta es adecuada para la coordinación de los STATCOMs. Si no se utilizan estas unidades o si se mantienen con un SP fijo, se puede ver que la dispersión de tensión es significativa.

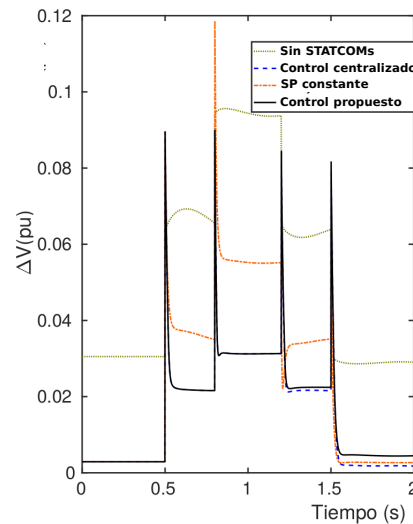


Figura 3.5: Dispersión de las tensiones para control propuesto basado en teoría de juegos en comparación con otros controles.

Adicionalmente para evaluar las prestaciones del controlador propuesto, se midió el tiempo de ejecución del algoritmo (una partida completa) utilizando las funciones tic y toc proporcionadas por Matlab. Para el escenario en estudio, se obtuvo un tiempo máximo de 80 ms. Este tiempo incluye todas las iteraciones (jugadas) necesarias para alcanzar el equilibrio de Nash, es decir, la solución óptima. Se puede observar que el controlador es mucho más rápido que otras soluciones similares propuestas en la literatura relacionada. Por ejemplo, alcanzar el consenso necesario en el DMPC de la sección anterior requiere 300 ms para la misma topología de red.

Finalmente, se puede resaltar que se preserva la privacidad, ya que los controladores de los STATCOMs no comparten datos sensibles como la potencia producida y demandada, los costes de operación o los límites de generación local de energía, lo que dota al algoritmo de un alto grado de privacidad. La mayor ventaja de usar juegos no-cooperativos para la coordinación de los controles de tensión es que requiere un mínimo intercambio de información y, por lo tanto, menos recursos de comunicación que los métodos basados en negociación como el DMPC propuesto anteriormente y además la solución es completamente local.

C. Contreras, A. Triviño and J. A. Aguado, “A Game-Theoretic Approach for the Effective Distributed Coordination of STATCOMs”, en *IEEE Access*, vol. 11, pp. 27730-27738, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3258190.

Abstract: The increasing integration of utility-scale wind/photovoltaic farms in transmission networks is posing new technological challenges that must be faced to ensure grid stability. Voltage control is one of the issues that must be tackled. Making use of the available voltage controllers in the grid, it is possible to design sophisticated and robust coordination algorithms for a more efficient performance. The intention of this work is to show the feasibility of applying non-cooperative game-theory to distributed voltage compensator controls in AC transmission networks, in which no evident efforts can be found in the related literature. In contrast to previous works, we define sets of STATCOMs that participate in the game without any centralized entity. The identification of sets is based on sensitivity coefficients, which model the impact that the variation of the setpoint on an element has on other nodes. With the use of sets, the approach is more robust and scalable. Another relevant advantage of the proposal is the use of minimum and non-sensitive data exchange, with which the local controllers reach the optimal solution with an iterative procedure in a fast way. The effectiveness of the proposal is evaluated for the IEEE 14-bus test system with three STATCOM units. Each STATCOM may be associated to a PV or a wind large-scale farm. The simulation output reveals that the proposed algorithm is close to the solution provided by a centralised control. When compared with consensus-based algorithms, our proposal converges faster and thus it proves the feasibility.

Keywords: Game theory, non-cooperative, voltage control, distributed control, STATCOM, sensitivity coefficients

Capítulo 4

Conclusiones y líneas futuras

Este Capítulo resume las principales conclusiones alcanzadas durante el desarrollo de la Tesis y describe las futuras líneas de investigación que podrían desarrollarse en base al trabajo realizado.

4.1. Conclusiones

La Tesis doctoral se centra en el control de STATCOMs para la regulación de tensión en redes eléctricas, focalizándose en su uso en redes de transporte. Los VSC son un componente esencial de la electrónica de los STATCOMs. El rendimiento de este tipo de sistemas está muy influenciado por la técnica de conmutación utilizada. En esta Tesis se ha propuesto en el plano del control primario un SVM basado en una Máquina de estados finitos (SVM-MEF). En el plano del control secundario de tensión, se desarrollaron y analizaron principalmente dos técnicas de coordinación distribuida de STATCOMs para la compensación de tensión. En este sentido, se siguieron un conjunto de pasos para la formulación de los controles que incluyen el modelado, el diseño de los controles y las estrategias de aplicación.

En relación al control del VSC, se ha diseñado una técnica de conmutación basada en conceptos sencillos, fáciles de entender e implementar en los microcontroladores que aporta robustez a bajo coste. Los resultados experimentales realizados y comparados con otras técnicas como PWM o SVM con respecto a la tensión de carga y la distorsión armónica muestran que cumple dos de los objetivos del estudio de los modos de operación: menor THD y simplicidad de implementación; es decir, menor tiempo computacional y memoria requerida. Se verificó que los valores de THD estaban dentro del rango de valores establecidos como máximos en el estándar IEEE Std 519, aunque se observan algunos efectos transitorios producto de la no linealidad del método propuesto.

Las principales conclusiones extraídas de este trabajo en relación a las propuestas SVR se clasifican de acuerdo a varios enfoques. Desde el punto de vista de la **metodología**, el aporte consistió en evaluar dos metodologías de controles SVR distribuidas, observando cómo los controles locales resuelven sus diferencias o interacciones de una forma coordinada, mostrando la viabilidad, la factibilidad técnica y la simplicidad para la implementación a pesar de la complejidad de los aspectos teóricos y técnicos necesarios para la formulación de ambas aproximaciones. La primera técnica se fundamenta en el control predictivo basado en modelo. Debido a las interacciones entre los controles es necesario acordar sus acciones, por lo que los controles deben participar en una serie de iteraciones. En cada iteración p se resuelve localmente el problema formulado en la Ecuación 12 del artículo incluido en la Sección 3.2, en los que se considera el valor de la variable de consenso $Y_{ij}(k)^{p-1}$ calculado por los controles vecinos en la iteración anterior. A su vez, el control local calcula su variable de consenso $Y_{ji}(k)$ y la distribuye, los multiplicadores de Lagrange ponderan la diferencia de los valores de tensión calculados por los controladores locales para dirigir la convergencia del problema. Por otro lado, la segunda técnica analizada es un control distribuido basado en teoría de juegos. La metodología utilizada se apoya en juegos no-cooperativo a partir del problema de control óptimo. La interacción con otros STATCOMs se considera mediante el intercambio de datos sobre su potencial consigna, a diferencia del DMPC no se usan variables de consenso. Se preserva la información sensible sobre la potencia generada o consumida en los nodos, lo que dota al algoritmo de un alto grado de privacidad, para crear un gestor local del control de un STATCOMs que logra que opere en forma coordinada con otros controles de tensión. La mayor ventaja de usar juegos no-cooperativo para la coordinación de los controles de tensión es que requiere un mínimo intercambio de información y por lo tanto menos recursos de comunicación que los métodos basados en negociación como el DMPC propuesto. Además la solución es completamente local. Los controles son vistos como agentes que reaccionan racionalmente a los cambios de su entorno, lo que permite considerar la competencia entre diferentes STATCOMs.

Desde el punto de vista del **modelado**, se concluye que cada compensador tiene un conjunto de nodos en su vecindad sobre los que tiene un impacto relevante, es decir, altera sus tensiones. Esta vecindad está reflejada por la sensibilidad. Dentro de estos nodos puede haber algunos que también están controlados por otro compensador. Estos nodos se conocen como nodos comunes. Los valores de tensión de estos nodos fueron tomados en esta tesis como variables de consenso, sobre las cuales se ejecuta un procedimiento iterativo para alcanzar dicho consenso. Para llegar a esta arquitectura se partió de la descomposición del problema de optimización global de tal forma de que los controles diseñados para el compensador conserven la información sobre las conexiones entre los elementos de la vecindad del compensador, es decir, de la topología de la red sobre la cual tienen efecto las acciones del compensador. Esto se logra a través de la función de modelado. El procedimiento se

basó en la clonación de las variables de los nodos comunes, incorporando el consenso como una restricción, para luego aplicar el lagrangiano aumentado y finalmente linealizar con el principio de problema auxiliar. El aporte en esta tesis como se puede ver el Capítulo 3, consistió en usar estas técnicas probadas en la descomposición de los problemas de optimización en el diseño del problema DMPC propuesto y de igual forma en el control distribuido basado en la teoría de juegos. Para esto se modificó la ley de control global, incluyendo la tensión del nodo en términos de la sensibilidad y reorganizándola alrededor de la variable de control de los compensadores. Específicamente se emplearon coeficientes de sensibilidad entre los nodos y los compensadores, obtenidos a partir de la matriz jacobiana de la red. Como se puede observar en la expresión final perteneciente al controlador local (Ecuación 12 del artículo correspondiente a la Sección 3.2 en el caso del DMPC y Ecuación 7 del artículo correspondiente a la Sección 3.3), en el caso de la formulación basada en la teoría de juegos, la función objetivo a minimizar resultante consiste de la suma de las diferencias cuadráticas entre la desviación de tensión de los nodos que son afectados por las acciones del compensador, modelado a través de la sensibilidad y la variación del valor de SP del control conectado al nodo de compensación. Como el modelo de predicción del controlador fue diseñado usando los valores de sensibilidad, garantiza que la topología de la red esté intrínsecamente incluida en el algoritmo. Además permite determinar el área de influencia en el controlador. Este procedimiento lleva una contribución adicional y es que el conjunto de algoritmos locales al incorporar información del entorno y de los controles vecinos para el cálculo del SP funciona similar a un SVR.

Desde el punto de vista del **diseño**, dado que no requiere ninguna variable estructural de los controles del compensador para estos controles, las propuestas SVR pueden ser consideradas *plug-and-play*. La interacción con los controles distribuidos vecinos se considera a través del consenso de los nodos comunes. A partir de este consenso se genera localmente la señal de referencia o consigna del controlador del compensador. Ambos algoritmos SVR pueden aplicarse a cualquier dispositivo compensador de tensión o máquina con control de tensión local si está provisto de una entrada accesible para la consigna. Además son capaces de hacer frente a variaciones en la topología o el perfil de carga ya que la formulación de los algoritmos se basan en la matriz de sensibilidad y, por lo tanto, la topología de la red se considera intrínsecamente. Los algoritmos se probaron en dos sistemas de transporte: el IEEE de 9 nodos con dos STATCOMs como dispositivo de compensación de dos parques eólicos y el IEEE de 14 nodos con tres STATCOMs junto a tres parques eólicos a gran escala. Las pruebas validaron el hecho de que el control reduce considerablemente la desviación de los valores de tensión de los nodos y que apoyan a los generadores durante las variaciones de potencia entregando la diferencia de las reservas de las plantas eólicas.

Los resultados de la simulación muestran que el enfoque distribuido propuesto se aproxima correctamente a los resultados obtenidos por el control centralizado

en ambos escenarios y con los dos tipos de algoritmos. También en el primer caso, al usarse en el sistema de prueba IEEE-14 se ha validado la escalabilidad de la solución. El algoritmo basado en teoría de juegos es más rápido que otras soluciones similares propuestas en la literatura relacionada y que el DMPC propuesto, ya que este requiere de 300 ms mientras que con la formulación basada en Teoría de Juegos se precisan 80 ms para la misma topología de red. Ambos tiempos son válidos para los rangos temporales de un SVR. Sin embargo, el rendimiento de este último algoritmo depende del factor de coordinación. Los resultados de la simulación muestran que el enfoque distribuido propuesto se aproxima correctamente a los resultados obtenidos por el control centralizado de forma rápida.

4.2. Líneas futuras

Considerando los resultados y conclusiones derivados del trabajo de Tesis, se han identificado los siguientes problemas que quedan abiertos para investigaciones futuras:

- En esta Tesis, la función de coste del control DMPC se estableció para minimizar únicamente los errores de tensión. Sin embargo, otros objetivos como la disminución de las pérdidas de potencia pueden añadirse a la función de coste estableciendo sus factores de ponderación según la importancia o incorporar los costes de operación. Esta idea no se ha evaluado antes desde el punto de vista del control tal como se ha propuesto en esta tesis. Esto permitiría a productores independientes de servicios auxiliares cumplir con las regulaciones del operador del sistema optimizando económicamente la producción.
- Un algoritmo escalable es aquel capaz de expandirse globalmente sin que esto suponga una inversión importante en infraestructura. Como se ha mencionado en la Tesis, la ventaja de los algoritmos propuestos es que son de tipo "plug and play" que los hace potencialmente útiles para desplegarlos en varios tipos de compensadores, estén o no ya instalados. Debido a esta ventaja, es necesario evaluar con mayor amplitud la escalabilidad de las propuestas. En concreto, se deberían estudiar las prestaciones en redes de mayor tamaño en entornos de simulación. En este sentido, se podrían proponer técnicas como el producto mínimo viable o imponer la restricción de que todos los controles sean iguales. Para esto se requiere estudiar la estabilidad en un punto de equilibrio y el desempeño en términos de tiempo de respuesta o técnicas polinomiales para acotar el peor caso.
- Las evaluaciones de los algoritmos SVR propuestas se han realizado en entorno de simulación. Sin embargo, una implementación en un entorno real arrojaría unas conclusiones más amplias sobre las configuraciones más apropiadas de las soluciones propuestas, donde se podrían observar efectos de comunicaciones no

ideales, fallos eléctricos o incluso ciberataques. Para implementar y evaluar las prestaciones de los algoritmos en un entorno de pruebas real, se han considerado los siguientes cuatro pasos. El primero, consiste en ubicar una microrred aislada donde se puedan hacer las pruebas finales. El segundo paso sería simular la microrred (por ejemplo en Matlab) y programar con los algoritmos en dispositivos IoT los cuales cambiarían los valores de SP en los compensadores de la simulación en Matlab. Luego, el tercer paso es crear a escala en el laboratorio la microrred podría ser con menos equipos y líneas y probar así con los dispositivos IoT ya programados y evaluados con la simulación. El cuarto paso sería llevar las pruebas a la microrred en estudio.

- A medida que la GD y los EV se han venido integrando en los sistemas eléctricos, la red eléctrica ha experimentado cambios significativos en su estructura, funcionamiento y características operativas. Por lo tanto, se hace necesaria una gestión y un control eficaz de las fuentes de compensación distribuida y de la potencia de carga de los VE por parte de los operadores de los sistemas eléctricos. Por estas razones, las técnicas de control propuestas podrían adaptarse a este nuevo escenario para la planificación de carga/descarga de vehículos eléctricos. De esta manera, se evaluarán los problemas y dificultades técnicas desde el punto de vista de la estrategia de control en función de las distintas respuestas de recarga de vehículos eléctricos.
- En esta tesis se aplicó el algoritmo clásico de la teoría de juegos, donde cada jugador emplea el conocimiento de la forma funcional de su retribución y el conocimiento de las acciones de los demás jugadores. En el algoritmo propuesto en [122], los jugadores sólo necesitan medir sus propios valores de retribución. Esta estrategia se basa en el enfoque de búsqueda de extremos, que emplea modelos de perturbaciones para estimar el gradiente. Esta sería una forma de reducir aun más la comunicación entre los controles y mantener la privacidad de la información local. Otro problema abierto identificado es probar con estos métodos de no-modelo y gradiente de la función de pago de tal forma que se pueda independizar la solución de la topología de la red.
- En la propuesta de control SVR basada en teoría de juegos, todos los jugadores tienen el mismo conjunto de funciones. Sin embargo, también es posible establecer una jerarquía entre los jugadores. En el contexto de las redes eléctricas, el trabajo de esta Tesis doctoral ha permitido identificar como línea futura de trabajo la propuesta de un modelo de juego de tipo STACKELBERG para incorporar la idea de un compensador líder, acercando la solución a problemas de competencia para redes con diferentes operadores de las reservas.
- La viabilidad de implementar SVM-MEF en una planta de energía renovable es un paso importante a evaluar ya que las ventajas en cuanto al bajo coste de implementación y la simplicidad hacen atractivo realizar esfuerzos optimizar

la codificación que garantice parámetros de rendimiento equivalentes principalmente el THD para sistemas trifásicos.

Bibliografía

- [1] REN21. *Renewables 2022 global status report*. <https://www.ren21.net/gsr-2022/>. (Recuperado el 1 de marzo de 2023). 2022.
- [2] Michael Child, Claudia Kemfert, Dmitrii Bogdanov y Christian Breyer. “Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100 % renewable energy system in Europe”. En: *Renewable Energy* 139 (2019), págs. 80-101. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119302319>.
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. *Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente de GENERA*. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias>. (Recuperado el 1 de marzo de 2023). 2022.
- [4] Lasantha Meegahapola, Alfeu Sguarezi, Jack Stanley Bryant, Mingchen Gu, Eliomar R. Conde D. y Rafael B. A. Cunha. “Power System Stability with Power-Electronic Converter Interfaced Renewable Power Generation: Present Issues and Future Trends”. En: *Energies* 13.13 (2020). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en13133441](https://doi.org/10.3390/en13133441). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3441>.
- [5] Marcelo A. Elizondo, Nader Samaan, Yuri V. Makarov, Jesse Holzer, Mallikarjuna Vallem, Renke Huang, Bharat Vyakaranam, Xinda Ke y Feng Pan. “Literature survey on operational voltage control and reactive power management on transmission and sub-transmission networks”. En: *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2017, págs. 1-5. DOI: [10.1109/PESGM.2017.8274068](https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274068).
- [6] Yifei Guo, Houlei Gao y Qiuwei Wu. “Distributed cooperative voltage control of wind farms based on consensus protocol”. En: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 104 (ene. de 2019), págs. 593-602. ISSN: 0142-0615. DOI: [10.1016/J.IJEPES.2018.07.030](https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2018.07.030).
- [7] Rehan Sadiq, Zhen Wang, C.Y. Chung, Changping Zhou y Chenxuan Wang. “A review of STATCOM control for stability enhancement of power systems with wind/PV penetration: Existing research and future scope”. En: *International Transactions on Electrical Energy Systems* 31.11 (2021), e13079.



- [8] M. Darabian, A. Jalilvand, A. Ashouri y A. Bagheri. “Stability improvement of large - scale power systems in the presence of wind farms by employing HVDC and STATCOM based on a non - linear controller”. En: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 120 (sep. de 2020), pág. 106021. ISSN: 0142-0615. DOI: [10.1016/J.IJEPES.2020.106021](https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2020.106021).
- [9] Ying-Yi Hong y Meng-Ju Liu. “Optimized Interval Type - II Fuzzy Controller - Based STATCOM for Voltage Regulation in Power Systems With Photovoltaic Farm”. En: *IEEE Access* 6 (2018), págs. 78731-78739. DOI: [10.1109/ACCESS.2018.2885198](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2885198).
- [10] Omkar K. Shinde y V R S V Bharath Pulavarthi. “STATCOM converters and control: A review”. En: *2017 International Conference on Data Management, Analytics and Innovation (ICDMAI)*. 2017, págs. 145-151. DOI: [10.1109/ICDMAI.2017.8073500](https://doi.org/10.1109/ICDMAI.2017.8073500).
- [11] Yang Wu, Junzhong Xu, Thiago Batista Soeiro, Marco Stecca y Pavol Bauer. “Optimal Periodic Variable Switching PWM for Harmonic Performance Enhancement in Grid - Connected Voltage Source Converters”. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 37.6 (2022), págs. 7247-7262. DOI: [10.1109/TPEL.2022.3141268](https://doi.org/10.1109/TPEL.2022.3141268).
- [12] Santiago Benavides Cordoba, José Ortiz, Juan Cano, Nicolas Munoz y Jesús López - Lezama. “Implementation of a Distribution Static Compensator D - STATCOM: Hardware and Firmware Description”. En: 24 (ene. de 2020), pág. 555. DOI: [10.22517/23447214.21601](https://doi.org/10.22517/23447214.21601).
- [13] Muhammad Nadeem, Kashif Imran, Abraiz Khattak, Abasin Ulasyar, Anamitra Pal, Muhammad Zulqarnain Zeb, Atif Naveed Khan y Malhar Padhee. “Optimal Placement, Sizing and Coordination of FACTS Devices in Transmission Network Using Whale Optimization Algorithm”. En: *Energies* 13.3 (2020). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en13030753](https://doi.org/10.3390/en13030753). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/3/753>.
- [14] V S Bharath Kurukuru, Ahteshamul Haque, Mohammed Khan, Subham Sahoo, Azra Malik y F. Blaabjerg. “A Review on Artificial Intelligence Applications for Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems”. En: *Energies* 14 (ago. de 2021), pág. 4690. DOI: [10.3390/en14154690](https://doi.org/10.3390/en14154690).
- [15] Yang Li, Meng Zhang y Chen Chen. “A Deep-Learning intelligent system incorporating data augmentation for Short - Term voltage stability assessment of power systems”. En: *Applied Energy* 308 (2022), pág. 118347. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118347>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921015944>.

- [16] Rahma Tabakh y Hasan Tiryaki. “Control of the Automatic Voltage Regulator System with a Novel Stability - based Artificial Intelligence Method”. En: *Elektronika ir Elektrotechnika* 27 (dic. de 2021), págs. 11-16. DOI: [10.5755/j02.eie.30143](https://doi.org/10.5755/j02.eie.30143).
- [17] Ruisheng Diao, Zhiwei Wang, Di Shi, Qianyun Chang, Jiajun Duan y Xiaohu Zhang. “Autonomous Voltage Control for Grid Operation Using Deep Reinforcement Learning”. En: *CoRR* abs/1904.10597 (2019). arXiv: [1904.10597](https://arxiv.org/abs/1904.10597). URL: <http://arxiv.org/abs/1904.10597>.
- [18] S. Sumathi y Bansilal. “Artificial Neural Network for coordinated control of STATCOM, generator excitation and tap changing transformer”. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 64 (2015), págs. 536-541. ISSN: 0142 - 0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.056>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514004918>.
- [19] Zhichun Yang, Fan Yang, Huaidong Min, Hao Tian, Wei Hu y Jian Liu. “Review on optimal planning of new power systems with distributed generations and electric vehicles”. En: *Energy Reports* 9 (2023), págs. 501-509. ISSN: 2352-4847. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.11.168>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722025550>.
- [20] Oluleke Babayomi, Zhenbin Zhang, Tomislav Dragicevic, Jiefeng Hu y Jose Rodriguez. “Smart grid evolution: Predictive control of distributed energy resources — A review”. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 147 (2023), pág. 108812. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108812>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522008080>.
- [21] Darioush Razmi, Oluleke Babayomi, Alireza Davari, Tohid Rahimi, Yuntao Miao y Zhenbin Zhang. “Review of Model Predictive Control of Distributed Energy Resources in Microgrids”. En: *Symmetry* 14.8 (2022). ISSN: 2073-8994. DOI: [10.3390/sym14081735](https://doi.org/10.3390/sym14081735). URL: <https://www.mdpi.com/2073-8994/14/8/1735>.
- [22] Shan Gao, Yi Zheng y Shaoyuan Li. “Enhancing Strong Neighbor-Based Optimization for Distributed Model Predictive Control Systems”. En: *Mathematics* 6.5 (2018). ISSN: 2227-7390. URL: <https://www.mdpi.com/2227-7390/6/5/86>.
- [23] Arvin Morattab, Ouassima Akhrif y M. Saad. “Decentralized Coordinated Secondary Voltage Control of Multi - Area Power Grids using Model Predictive Control”. En: *IET Generation, Transmission & Distribution* 11 (mayo de 2017). DOI: [10.1049/iet-gtd.2016.2054](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.2054).

- [24] J. Sawma, F. Khatounian, E. Monmasson, R. Ghosn y L. Idkhajine. “The effect of prediction horizons in MPC for first order linear systems”. En: *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. 2018, págs. 316-321. DOI: [10.1109/ICIT.2018.8352196](https://doi.org/10.1109/ICIT.2018.8352196).
- [25] César Contreras, Alicia Triviño y José A. Aguado. “Distributed Model Predictive Control for voltage coordination of large - scale wind power plants”. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 143 (2022), pág. 108436. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108436>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522004422>.
- [26] Arash Karimi y Mohammad Haeri. “Game Theory meets Distributed Model Predictive Control in Vehicle-to-Grid Systems”. En: *2019 11th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*. 2019, págs. 764-768. DOI: [10.23919/ELECO47770.2019.8990423](https://doi.org/10.23919/ELECO47770.2019.8990423).
- [27] Ikponmwosa Idehen, Shiny Abraham y Gregory Murphy. “A Method for Distributed Control of Reactive Power and Voltage in a Power Grid: A Game - Theoretic Approach”. En: *Energies* 11 (abr. de 2018), pág. 962. DOI: [10.3390/en11040962](https://doi.org/10.3390/en11040962).
- [28] Sho Ando, Tomoyuki Gomi y Shinichi Iwamoto. “System Voltage Control Based on Potential Game Theory Considering PV Output Prediction Error”. En: *Electrical Engineering in Japan* 199 (abr. de 2017), págs. 23-32. DOI: [10.1002/eej.22965](https://doi.org/10.1002/eej.22965).
- [29] Md Arifin Arif, Mandoeye Ndoeye, Gregory V. Murphy y Kennedy Aganah. “A cooperative game theory algorithm for distributed reactive power reserve optimization and voltage profile improvement”. En: *2017 North American Power Symposium (NAPS)*. 2017, págs. 1-6. DOI: [10.1109/NAPS.2017.8107250](https://doi.org/10.1109/NAPS.2017.8107250).
- [30] Xiaodong Zheng, Haoyong Chen, Chuyao He, Weike Mo y Yiping Chen. “Cooperative game model for power system secondary voltage control”. En: *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. 2016, págs. 43-47. DOI: [10.1109/APPEEC.2016.7779467](https://doi.org/10.1109/APPEEC.2016.7779467).
- [31] Quanyan Zhu, Jiangmeng Zhang, Peter W. Sauer, Alejandro Domínguez - García y Tamer Başar. “A game-theoretic framework for control of distributed renewable - based energy resources in smart grids”. En: *2012 American Control Conference (ACC)*. 2012, págs. 3623-3628. DOI: [10.1109/ACC.2012.6315275](https://doi.org/10.1109/ACC.2012.6315275).
- [32] Luis Orihuela, Pablo Millán y Álvaro Rodríguez del Nozal. “A Non - Cooperative Game - Theoretic Approach for Distributed Voltage Regulation in DC Grids with a High Penetration of Renewable Energies”. En: *Electronics* 10.7 (2021). ISSN: 2079-9292. DOI: [10.3390/electronics10070768](https://doi.org/10.3390/electronics10070768). URL: <https://www.mdpi.com/2079-9292/10/7/768>.



- [33] Desh Deepak Sharma. “Game Theoretic Distributed Model Predictive Control Scheme for Battery Energy Storage System”. En: *Proteus Journal* volume 11.issue 10 (2020), págs. 518-524.
- [34] Guadalupe Arcia - Garibaldi, Pedro Cruz - Romero y Antonio Gómez - Expósito. “Future power transmission: Visions, technologies and challenges”. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94 (2018), págs. 285-301. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.004>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118304416>.
- [35] Kundur P, Neal J Balu y Mark G Lauby. *Power System Stability and Control*. 6a. New York: McGraw-Hill, 1994, págs. 27-36, 627-695, 991.
- [36] Nikos Hatziargyriou, Jovica Milanovic, Claudia Rahmann, Venkataramana Ajjarapu, Claudio Canizares, Istvan Erlich, David Hill, Ian Hiskens, Innocent Kamwa, Bikash Pal, Pouyan Pourbeik, Juan Sanchez-Gasca, Aleksandar Stankovic, Thierry Van Cutsem, Vijay Vittal y Costas Vournas. “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 36.4 (2021), págs. 3271-3281. DOI: [10.1109/TPWRS.2020.3041774](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774).
- [37] Stefanos Tsitomeneas y Apostolos Kokkosis. “Environmental impact of electrical power transmission networks”. En: nov. de 2000.
- [38] Rafał Tarko, Konrad Kochanowicz, Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra y Tadeusz Wszolek. “Reduction of the Environmental Impact of Electric Field Generated by High Voltage Power Transmission Lines”. En: *Energies* 14.19 (2021). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en14196388](https://doi.org/10.3390/en14196388). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/19/6388>.
- [39] J. Gonos, A. Kladas, D. Labridis, P. Mikropoulos, S. Koulouridis, E. Pyrgioti, G. Kyriacou y A. Safigianni. “Environmental Impact Analysis of Electric Power Lines”. En: *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I & CPS Europe)*. 2018, págs. 1-5. DOI: [10.1109/EEEIC.2018.8494536](https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8494536).
- [40] Omar H. Abdalla, Hady H. Fayek y Abdel Ghany M. Abdel Ghany. “Secondary and Tertiary Voltage Control of a Multi-Region Power System”. En: *Electricity* 1.1 (2020), págs. 37-59. ISSN: 2673-4826. DOI: [10.3390/electricity1010003](https://doi.org/10.3390/electricity1010003). URL: <https://www.mdpi.com/2673-4826/1/1/3>.
- [41] Blanca Hernandez, Claudio A. Canizares, Juan M. Ramirez, Bo Hu y Mingbo Liu. “Secondary and Tertiary Voltage Regulation Controls Based on Regional Optimal Power Flows”. En: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. 2018, págs. 1-7. DOI: [10.23919/PSCC.2018.8442443](https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8442443).



- [42] Bo Hu, Claudio A. Cañizares y Mingbo Liu. “Secondary and Tertiary Voltage Regulation based on optimal power flows”. En: *2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (IREP)*. 2010, págs. 1-6. DOI: [10.1109/IREP.2010.5563306](https://doi.org/10.1109/IREP.2010.5563306).
- [43] Sandro Corsi. *Voltage control and protection in electrical power systems: From system components to wide - area control*. Springer London, ene. de 2015, págs. 159-263. ISBN: 978-1-4471-6635-1. DOI: [10.1007/978-1-4471-6636-8](https://doi.org/10.1007/978-1-4471-6636-8).
- [44] Góran Andersson. *Dynamics and Control of Electric Power Systems*. EEH - Power Systems Laboratory ETH Zürich: Lecture 227-0528-00, ITET ETH, feb. de 2012.
- [45] N.G. Hingorani. “Power electronics in electric utilities: role of power electronics in future power systems”. En: *Proceedings of the IEEE* 76.4 (1988), págs. 481-482. DOI: [10.1109/5.4432](https://doi.org/10.1109/5.4432).
- [46] X.-P Zhang, Christian Rehtanz y B.C. Pal. *Flexible AC Transmission System: Modelling and Control*. Vol. 11. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, ene. de 2006. ISBN: 9783540306061. DOI: [10.1007/978-3-642-28241-6](https://doi.org/10.1007/978-3-642-28241-6).
- [47] Coronel- Mercado, Luis Enrique Rodríguez - Rivas, Jaime José Huerta - González y Pedro Francisco. “Simulación del compensador estático de VAR de la subestación Culiacán Tres para el análisis de transitorios”. Español. En: *Ingeniería. Investigación y Tecnología* (mar. de 2013). ISSN: 1405-7743. URL: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=40428278012>.
- [48] Gabriela Glanzmann y Göran Andersson. “Coordinated control of FACTS devices based on optimal power flow”. En: *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium, 2005*. (2005), págs. 141-148.
- [49] Katia C. Almeida Edson H. Watanabe Pedro G. Barbosa y Glauco N. Tarranto. *Tecnología FACTS-Tutorial*. 1. SBA Controle & Automaã. Abr. de 1998.
- [50] Ghazanfar Shahgholian, Mansoor Zinali, Ali A. Amini y Mehdi Mahdavian. “Effects of TCSC on damping power system oscillations”. En: *2011 IEEE 3rd International Conference on Communication Software and Networks*. 2011, págs. 333-337. DOI: [10.1109/ICCSN.2011.6014734](https://doi.org/10.1109/ICCSN.2011.6014734).
- [51] Javad Morsali, Kazem Zare y Mehrdad Tarafdar Hagh. “Performance comparison of TCSC with TCPS and SSSC controllers in AGC of realistic interconnected multi - source power system”. En: *Ain Shams Engineering Journal* 7.1 (2016), págs. 143-158. ISSN: 2090-4479. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2015.11.012>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447915002002>.



- [52] Mahantesh Chikkadesai, Deepak Allu y G. D. Kamalapur. “Comparative Analysis of TCSC and STATCOM in Power System”. En: *2018 International Conference on Electrical, Electronics, Communication, Computer, and Optimization Techniques (ICEECCOT)*. 2018, págs. 185-190. DOI: [10.1109/ICEECCOT43722.2018.9001544](https://doi.org/10.1109/ICEECCOT43722.2018.9001544).
- [53] Juan Pablo Rivera Barrera. “Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS para estudios eléctricos de estado estable”. Magíster en ingeniería énfasis en energética. Universidad de Antioquia Facultad de Ingeniería, Medellín, Colombia, agosto de 2008.
- [54] Kalyan K. Sen y Mey Ling Sen. “Frontmatter”. En: *Introduction to Facts Controllers: Theory, Modeling, and Applications*. John Wiley & Sons, Ltd, 2009. Cap. 8, págs. 245-302. ISBN: 9780470524756. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470524756.fmatter>. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9780470524756.fmatter>. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9780470524756.fmatter>.
- [55] Sebastián André Cerda Muñoz. “Modelación e incorporación del Controlador Unificado de Flujo de Potencia en el flujo de potencia óptimo”. Tesis de grado. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2005.
- [56] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez y César Ángeles - Camacho. *FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*. John Wiley & Sons, 2004.
- [57] Heng-Yi Su y Hsu-Hui Hong. “A Stochastic Multi - Objective Approach to Pilot Bus Selection for Secondary Voltage Regulation”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 35.4 (2020), págs. 3262-3265. DOI: [10.1109/TPWRS.2020.2981004](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2981004).
- [58] N. Martins, S. Corsi y G.N. Taranto. “Coordinated voltage control in transmission networks”. En: *Electra (Cigré-Paris)* 7 (ene. de 2007), págs. 34-41.
- [59] Wei Yan, Wei Cui, Wei - Jen Lee, Juan Yu y Xia Zhao. “Pilot - Bus - Centered Automatic Voltage Control With High Penetration Level of Wind Generation”. En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 52.3 (2016), págs. 1962-1969. DOI: [10.1109/TIA.2015.2511166](https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2511166).
- [60] Camilo Braga Gomes, Júlio César Rezende Ferraz, Nelson Martins y Glauco Nery Taranto. “Investigating the Possibility of Adverse Dynamic Interaction between Neighbor Secondary Voltage Regulation Areas”. En: ed. por IX SEPOPE-Symposium of specialist in electric operational y expansion planning. May, 23th to 27rd. 2004.



- [61] Su Heng-Yi, Kang Feng-Ming y Chen 2 Yi-Chung. “Robust Secondary Voltage Control Scheme for Simultaneously Regulating Voltage Profile and Voltage Stability Using Synchrophasor”. En: *International Journal of Computational Intelligence in Control* 13.1 (jun. de 2021), págs. 1-13.
- [62] Omar H. Abdalla, Hady H. Fayek y A.M. Abdel Ghany. “Secondary Voltage Control of a Multi-region Power System”. En: *2019 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. 2019, págs. 1223-1229. DOI: [10.1109/MEPCON47431.2019.9008061](https://doi.org/10.1109/MEPCON47431.2019.9008061).
- [63] Omar H. Abdalla, Hady H. Fayek y A. M. Abdel Ghany. “Secondary Voltage Control Application in a Smart Grid with 100 % Renewables”. En: *Inventions* 5.3 (2020). ISSN: 2411-5134. DOI: [10.3390/inventions5030037](https://doi.org/10.3390/inventions5030037). URL: <https://www.mdpi.com/2411-5134/5/3/37>.
- [64] G.N. Taranto, N. Martins, D.M. Falcao, A.C.B. Martins y M.G. dos Santos. “Benefits of applying secondary voltage control schemes to the Brazilian system”. En: *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*. Vol. 2. 2000, págs. 937-942. DOI: [10.1109/PSS.2000.867497](https://doi.org/10.1109/PSS.2000.867497).
- [65] Hongbin Sun, Qinglai Guo, Junjian Qi, Venkataramana Ajjarapu, Richard Bravo, Joe Chow, Zhengshuo Li, Rohit Moghe, Ehsan Nasr-Azadani, Ujjwol Tamrakar, Glauco N. Taranto, Reinaldo Tonkoski, Gustavo Valverde, Qiuwei Wu y Guangya Yang. “Review of Challenges and Research Opportunities for Voltage Control in Smart Grids”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 34.4 (2019), págs. 2790-2801. DOI: [10.1109/TPWRS.2019.2897948](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2897948).
- [66] Yidan Lu. “A Wide Area Hierarchical Voltage Control for Systems with High Wind Penetration and an HVDC Overlay”. PhD dissertation. University of Tennessee, 2017. URL: https://trace.tennessee.edu/utk_graddiss/4749.
- [67] Blanca Hernandez, Claudio A. Canizares, Juan M. Ramirez, Bo Hu y Mingbo Liu. “Secondary and Tertiary Voltage Regulation Controls Based on Regional Optimal Power Flows”. En: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. 2018, págs. 1-7. DOI: [10.23919/PSCC.2018.8442443](https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8442443).
- [68] Sunaina Singh, Seema Kewat, Bhim Singh, Bijaya Ketan Panigrahi y Manoj Kushwaha. “A Multifunctional Three Phase Grid Coupled Solar PV Energy Conversion System Using Delayed - Law Proportionate Control for PQ Improvement”. En: *IEEE Transactions on Industry Applications* (2021), págs. 1-1. DOI: [10.1109/TIA.2021.3131923](https://doi.org/10.1109/TIA.2021.3131923).
- [69] Mohamed Metwally Mahmoud, Hossam S Salama, Mohit Bajaj, Mohamed Aly, Istvan Vokony, Syed Sabir Hussain Bukhari, Daniel Eutyche Mbadjoun Wapet y Abdel-Moamen M. A. “Integration of Wind Systems with SVC and STATCOM during Various Events to Achieve FRT Capability and Voltage



- Stability: Towards the Reliability of Modern Power Systems”. En: *International Journal of Energy Research* (feb. de 2023). DOI: [10.1155/2023/8738460](https://doi.org/10.1155/2023/8738460).
- [70] Enrique Maset Sancho. *Introducción a la Electrónica de Potencia. Tema 11: Inversores. Ingeniería Técnica de Telecomunicación (Sistemas Electrónicos)*. <http://www.uv.es/emaset/iep00/temario.htm>. (Recuperado el 15 de enero de 2022). 2015.
- [71] Mahmoud Gaballah. “Design and Implementation of Space Vector PWM Inverter Based on a Low Cost Microcontroller”. En: *Arabian Journal for Science and Engineering* 38 (nov. de 2013). DOI: [10.1007/s13369-012-0464-2](https://doi.org/10.1007/s13369-012-0464-2).
- [72] R. U. Ghanmare and P. M. Palpankar, A. A. Dutta y N. S. Damle. “Microcontroller based three phase inverter”. En: *International Journal on Recent and Innovation Trends in Computing and Communication* 3.3 (2015). ISSN: 2321-8169.
- [73] Nalin Kant Mohanty y Ranganath Muthu. “Microcontroller Based PWM Controlled Four Switch Three Phase Inverter Fed Induction Motor Drive”. En: *Serbian Journal of Electrical Engineering* 7.2 (nov. de 2010).
- [74] Mutua Joshua Bernard. “Microcontrolller based power inverter”. Bachelor of Science in electrical and electronic engineering. Nairobi-Kenia: University of Nairobi Faculty of engineering, Department of Electrical e Information Engineering, 2014.
- [75] Shiyun Xu, Ying Yang, Kaixiang Peng, Linlin Li, Tasawar Hayat y Ahmed Alsaedi. “Wide Area Coordinated Control of Multi-FACTS Devices to Damp Power System Oscillations”. En: *Energies* 10.12 (2017). ISSN: 1996-1073. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/2130>.
- [76] X. Lei, W. Braun, B.M. Buchholz, Dušan Povh, D.W. Retzmann y E. Teltsch. “Coordinated operation of HVDC and FACTS”. En: vol. 1. Feb. de 2000, 529-534 vol.1. ISBN: 0-7803-6338-8. DOI: [10.1109/ICPST.2000.900113](https://doi.org/10.1109/ICPST.2000.900113).
- [77] Kyriaki E. Antoniadou-Plytaria, Iasonas N. Kouveliotis-Lysikatos, Pavlos S. Georgilakis y Nikos D. Hatziargyriou. “Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 8.6 (nov. de 2017), págs. 2999-3008. ISSN: 19493053. DOI: [10.1109/TSG.2017.2679238](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2679238).
- [78] Enrique Espina, Jacqueline Llanos, Claudio Burgos - Mellado, Roberto Cárdenas - Dobson, Manuel Martínez - Gómez y Doris Sáez. “Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview”. En: *IEEE Access* 8 (2020), págs. 193412-193448. DOI: [10.1109/ACCESS.2020.3032378](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3032378).

- [79] Wei Ma, Wei Wang, Zhe Chen y Ruonan Hu. “A centralized voltage regulation method for distribution networks containing high penetrations of photovoltaic power”. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 129 (2021), pág. 106852. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106852>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521000922%7D>.
- [80] Jan von Appen, Martin Braun, Thomas Stetz, Konrad Diwold y Dominik Geibel. “Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid”. En: *IEEE Power and Energy Magazine* 11.2 (2013), págs. 55-64. DOI: [10.1109/MPE.2012.2234407](https://doi.org/10.1109/MPE.2012.2234407).
- [81] Thipnatee Sansawatt, Jim O’Donnell, Luis F. Ochoa y Gareth P. Harrison. “Decentralised voltage control for active Distribution Networks”. En: *2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 2009, págs. 1-5.
- [82] Mehrdad Yazdanian y Ali Mehrizi-Sani. “Distributed control techniques in microgrids”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.6 (nov. de 2014), págs. 2901-2909. ISSN: 19493053. DOI: [10.1109/TSG.2014.2337838](https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2337838).
- [83] A.R. Wallace. “Maximising energy capture from distributed generators in weak networks”. English. En: *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* 151 (5 sep. de 2004), 611-618(7). ISSN: 1350-2360. URL: https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_20040697%7D.
- [84] T. Athay, R. Podmore y S. Virmani. “A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability”. En: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-98.2 (1979), págs. 573-584. DOI: [10.1109/TPAS.1979.319407](https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407).
- [85] Gabriela Hug-Glanzmann y Goran Andersson. “Coordinated control of FACTS devices in power systems for security enhancement”. En: *2007 iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability*. 2007, págs. 1-10. DOI: [10.1109/IREP.2007.4410510](https://doi.org/10.1109/IREP.2007.4410510).
- [86] Stephen Boyd, Lin Xiao, Almir Mutapcic y Jacob Mattingley. *Notes on Decomposition Methods*. https://stanford.edu/class/ee364b/lectures/decomposition_notes.pdf. (Recuperado el 01 de enero de 2022). Mayo de 2015.
- [87] Michèle Arnold y Selina Knöpfli. “Multi - Area Control in Electric Power Systems”. Master Thesis. EEH - Power Systems Laboratory of ETH Zurich, 2006.

- [88] Sheng Huang, Qiuwei Wu, Yifei Guo y Zhongwei Lin. “Bi-level decentralized active and reactive power control for large-scale wind farm cluster”. En: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 111 (2019), págs. 201-215. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.045>.
- [89] Hongtao Tan, Hui Li, Ran Yao, Zhiting Zhou, Renkuan Liu, Xiao Wang y Jie Zheng. “Reactive-voltage coordinated control of offshore wind farm considering multiple optimization objectives”. En: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 136 (2022), pág. 107602. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107602>.
- [90] Wenshu Jiao, Qiuwei Wu, Sheng Huang y Jian Chen. “Decentralized voltage control of wind farm based on gradient projection method”. En: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 123 (2020), pág. 106308. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106308>.
- [91] M. Darabian y A. Jalilvand. “Improving power system stability in the presence of wind farms using STATCOM and predictive control strategy”. En: *IET Renewable Power Generation* 12 (1 2018). ISSN: 17521424. DOI: [10.1049/iet-rpg.2016.0812](https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0812).
- [92] Yifei Guo, Houlei Gao, Qiuwei Wu, Jacob Østergaard, Dachuan Yu y M. Shahidehpour. “Distributed coordinated active and reactive power control of wind farms based on model predictive control”. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 104 (ene. de 2019), págs. 78-88. DOI: [10.1016/j.ijepes.2018.06.043](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.06.043).
- [93] M. Moradzadeh, R. Boel y L. Vandeveld. “Voltage Coordination in Multi-Area Power Systems via Distributed Model Predictive Control”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 28.1 (2013), págs. 513-521. DOI: [10.1109/TPWRS.2012.2197028](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2197028).
- [94] Javad Khazaei y M. Hadi Amini. “Protection of large - scale smart grids against false data injection cyberattacks leading to blackouts”. En: *International Journal of Critical Infrastructure Protection* 35 (2021), pág. 100457. ISSN: 1874-5482. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2021.100457>.
- [95] Daniel Molzahn, Florian Dörfler, Henrik Sandberg, Steven Low, Sambuddha Chakrabarti, R. Baldick y Javad Lavaei. “A Survey of Distributed Optimization and Control Algorithms for Electric Power Systems”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* PP (jul. de 2017), págs. 1-1. DOI: [10.1109/TSG.2017.2720471](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2720471).
- [96] Zhiyuan Tang, David J. Hill y Tao Liu. “Coordinated Voltage Control of Weak Sub - transmission Networks Considering Wind Power Variability”. En: *IFAC - PapersOnLine* 48.30 (2015). 9th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems CPES 2015, págs. 1-6. ISSN: 2405-8963. DOI:

- <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2015.12.344>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896315029869>.
- [97] Bowen Liu, Xinyan Zhang, Deqian Kong, Xiaoyan Liu y Xiqiang Chang. “Research on Reactive Power and Voltage Coordination Control Strategy for Multi - wind Farm Connecting to Power Grid”. En: *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*. IEEE, 2019, págs. 1633-1637. ISBN: 1728135206.
- [98] Cesar Contreras, Alicia Triviño y José A. Aguado. “A Game-Theoretic Approach for the Effective Distributed Coordination of STATCOMs”. En: *IEEE Access* 11 (2023), págs. 27730-27738. DOI: [10.1109/ACCESS.2023.3258190](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3258190).
- [99] Rasmus Halvgaard, Lieven Vandenberghe, Niels Kjølstad Poulsen, Henrik Madsen y John Bagterp Jørgensen. “Distributed Model Predictive Control for Smart Energy Systems”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 7.3 (2016), págs. 1675-1682. DOI: [10.1109/TSG.2016.2526077](https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2526077).
- [100] Miguel A. Velasquez, Julian Barreiro-Gomez, Nicanor Quijano, Angela I. Cadena y Mohammad Shahidehpour. “Distributed model predictive control for economic dispatch of power systems with high penetration of renewable energy resources”. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 113 (2019), págs. 607-617. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.044>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519303849>.
- [101] Matthias A. Müller y Frank Allgöwer. “Economic and Distributed Model Predictive Control: Recent Developments in Optimization-Based Control”. En: *SICE Journal of Control, Measurement, and System Integration* 10.2 (2017), págs. 39-52. DOI: [10.9746/jcmsi.10.39](https://doi.org/10.9746/jcmsi.10.39). eprint: <https://doi.org/10.9746/jcmsi.10.39>. URL: <https://doi.org/10.9746/jcmsi.10.39>.
- [102] J.M. Maestre y R.R. Negenborn. *Distributed Model Predictive Control Made Easy*. Vol. 69. Ene. de 2014. ISBN: 978-94-007-7005-8. DOI: [10.1007/978-94-007-7006-5](https://doi.org/10.1007/978-94-007-7006-5).
- [103] Dominic Groß y Olaf Stursberg. “A Cooperative Distributed MPC Algorithm With Event-Based Communication and Parallel Optimization”. En: *IEEE Transactions on Control of Network Systems* 3.3 (2016), págs. 275-285. DOI: [10.1109/TCNS.2015.2459431](https://doi.org/10.1109/TCNS.2015.2459431).
- [104] Y. Guo, Q. Wu, H. Gao, X. Chen, J. Ostergaard y H. Xin. “MPC - Based Coordinated Voltage Regulation for Distribution Networks with Distributed Generation and Energy Storage System”. En: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 10.4 (oct. de 2019), págs. 1731-1739. DOI: [10.1109/TSTE.2018.2869932](https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2869932).

- [105] Juan S. Gómez, Doris Sáez, John W. Simpson-Porco y Roberto Cárdenas. “Distributed Predictive Control for Frequency and Voltage Regulation in Microgrids”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 11.2 (2020), págs. 1319-1329. DOI: [10.1109/TSG.2019.2935977](https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2935977).
- [106] Roger B. Myerson. “Game Theory: Analysis of Conflict”. En: (Recuperado el 19 de septiembre de 2022). Harvard University Press, 1991. ISBN: 9780674341166. URL: <http://www.jstor.org/stable/j.ctvjsf522>.
- [107] J. Von Neumann y O. Morgenstern. *Theory of Games and Economic Behavior* (3d ed.) Princeton University Press, 1953.
- [108] John Nash. “Two-Person Cooperative Games”. En: *Econometrica* 21.1 (1953), págs. 128-140. ISSN: 00129682, 14680262. URL: <http://www.jstor.org/stable/1906951> (visitado 19-09-2022).
- [109] John F. Nash. “Equilibrium points in n-person games”. En: *Proceedings of the National Academy of Sciences* 36.1 (1950), págs. 48-49. DOI: [10.1073/pnas.36.1.48](https://doi.org/10.1073/pnas.36.1.48). URL: <https://www.pnas.org/doi/abs/10.1073/pnas.36.1.48>.
- [110] Felipe Valencia, Jairo J. Espinosa, Bart De Schutter y Kateřina Staňková. “Feasible-Cooperation Distributed Model Predictive Control Scheme Based on Game Theory”. En: *IFAC Proceedings Volumes* 44.1 (2011). 18th IFAC World Congress, págs. 386-391. ISSN: 1474-6670. DOI: <https://doi.org/10.3182/20110828-6-IT-1002.02231>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1474667016436414>.
- [111] Osama Abdel-Raouf, M. Elsisy y Eslam Kelash. “A Survey of Game Theory Applications in Electrical Power Micro - Grid Systems”. En: *International Journal of Computer Applications* 177 (feb. de 2020), págs. 25-34. DOI: [10.5120/ijca2020919871](https://doi.org/10.5120/ijca2020919871).
- [112] Wei Liu, Wei Gu, Jianhui Wang, Wenwu Yu y Xinze Xi. “Game Theoretic Non - Cooperative Distributed Coordination Control for Multi - Microgrids”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.6 (2018), págs. 6986-6997. DOI: [10.1109/TSG.2018.2846732](https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2846732).
- [113] Walid Saad, Zhu Han, H. Vincent Poor y Tamer Başar. “Game-Theoretic Methods for the Smart Grid: An Overview of Microgrid Systems, Demand-Side Management, and Smart Grid Communications”. En: *IEEE Signal Processing Magazine* 29 (sep. de 2012), págs. 86-105. DOI: [10.1109/MSP.2012.2186410](https://doi.org/10.1109/MSP.2012.2186410).
- [114] Dongxiang Yan, He Yin, Tao Li y Chengbin Ma. “A Two-Stage Scheme for Both Power Allocation and EV Charging Coordination in a Grid - Tied PV-Battery Charging Station”. En: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 17.10 (2021), págs. 6994-7004. DOI: [10.1109/TII.2021.3054417](https://doi.org/10.1109/TII.2021.3054417).

- [115] Bahram Shakerighadi, Amjad Anvari-Moghaddam, Esmail Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg y C.L. Bak. “A Hierarchical Game Theoretical Approach for Energy Management of Electric Vehicles and Charging Stations in Smart Grids”. En: *IEEE Access* 6 (dic. de 2018), págs. 1-12. DOI: [10.1109/ACCESS.2018.2878903](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2878903).
- [116] Faheem Ul Haq, Pratyasa Bhui y Kotakonda Chakravarthi. “Real Time Congestion Management Using Plug in Electric Vehicles (PEV’s): A Game Theoretic Approach”. En: *IEEE Access* 10 (2022), págs. 42029-42043. DOI: [10.1109/ACCESS.2022.3167847](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3167847).
- [117] Aviad Navon, Gefen Ben Yosef, Ram Machlev, Shmuel Shapira, Nilanjan Roy Chowdhury, Juri Belikov, Ariel Orda y Yoash Levron. “Applications of Game Theory to Design and Operation of Modern Power Systems: A Comprehensive Review”. En: *Energies* 13.15 (2020). ISSN: 1996-1073. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/15/3982>.
- [118] Chenye Wu, Gabriela Hug y Soumya Kar. “Smart Inverter for Voltage Regulation: Physical and Market Implementation”. eng. En: *IEEE transactions on power systems* 33.6 (2018), págs. 6181-6192. ISSN: 0885-8950.
- [119] A. R. del Nozal, L. Orihuela y P. Millan. “A Game - Theoretic Framework for Distributed Voltage Regulation over HVDC grids”. eng. En: *2018 European Control Conference (ECC)*. European Control Association (EUCA), 2018, págs. 1785-1790. ISBN: 9783952426982.
- [120] Anushka M. Dissanayake y Nishantha C. Ekneligoda. “Game theoretic transient control of parallel connected inverters in islanded microgrids”. En: *2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. 2018, págs. 1-5. DOI: [10.1109/ISGT.2018.8403348](https://doi.org/10.1109/ISGT.2018.8403348).
- [121] Juntao Chen y Quanyan Zhu. “A Stackelberg Game Approach for Two - Level Distributed Energy Management in Smart Grids”. eng. En: *IEEE transactions on smart grid* 9.6 (2018), págs. 6554-6565. ISSN: 1949-3053.
- [122] Paul Frihauf, Miroslav Krstic y Tamer Basar. “Nash Equilibrium Seeking in Noncooperative Games”. En: *IEEE Transactions on Automatic Control* 57.5 (2012), págs. 1192-1207. DOI: [10.1109/TAC.2011.2173412](https://doi.org/10.1109/TAC.2011.2173412).